



TUGAS AKHIR - TE 141599

**PENGEMBANGAN SIMULASI ANALISA DAYA PADA SISTEM
DISTRIBUSI AKTIF 3 FASA METODE NEWTON-RAPHSON
UNTUK MENURUNKAN KERUGIAN DAYA JARINGAN**

Ainul Khakim
NRP 2213105074

Dosen Pembimbing
Prof. Ir. Ontoseno Penangsang, M.Sc., Ph.D.
Dr. Rony Seto Wibowo, ST., MT.

JURUSAN TEKNIK ELEKTRO
Fakultas Teknologi Industri
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2015



FINAL PROJECT - TE 141599

**IMPROVING NEWTON-RAPHSON POWER ANALYSIS
SIMULATION IN THREE PHASE ACTIVE DISTRIBUTION
SYSTEM TO REDUCE POWER LOSSES**

Ainul Khakim
NRP 2213105074

Supervisor
Prof. Ir. Ontoseno Penangsang, M.Sc., Ph.D.
Dr. Rony Seto Wibowo, ST., MT.

DEPARTMENT OF ELECTRICAL ENGINEERING
Faculty of Industry Technology
Sepuluh Nopember Institute Of Technology
Surabaya 2015

**PENGEMBANGAN SIMULASI ANALISA DAYA
PADA SISTEM DISTRIBUSI AKTIF 3 FASA METODE
NEWTON-RAPHSON UNTUK MENURUNKAN KERUGIAN DAYA
JARINGAN**

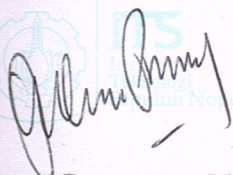
TUGAS AKHIR

**Diajukan Guna Memenuhi Sebagian Persyaratan
Untuk Memperoleh Gelar Sarjana Teknik
Pada**

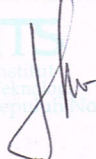
**Bidang Studi Teknik Sistem Tenaga
Jurusan Teknik Elektro
Institut Teknologi Sepuluh Nopember**

Menyetujui :

Dosen Pembimbing I



Dosen Pembimbing II

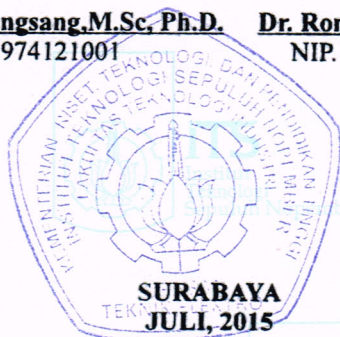


Prof. Ir. Ontoseno Penangsang, M.Sc, Ph.D.

NIP.194907151974121001

Dr. Rony Seto Wibowo, ST., MT.

NIP. 1974112920000121001



Pengembangan Simulasi Analisa Daya Pada Sistem Distribusi Aktif 3 Fasa Metode Newton-Raphson Untuk Menurunkan Kerugian Daya Jaringan

Nama Mahasiswa : Ainul Khakim
NRP : 2213105074
Dosen Pembimbing I : Prof. Ir. Ontoseno Penangsang M.Sc., Ph.D.
NIP : 194907151974121001
Dosen Pembimbing II : Dr. Rony Seto Wibowo, ST., MT.
NIP : 197411292000121001

ABSTRAK

Dalam studi analisis sistem tenaga terdapat beberapa metode yang dapat digunakan dalam analisis aliran daya. Metode *Newton-Raphson* klasik digunakan pada sistem transmisi yang pada umumnya konfigurasi sistem adalah *loop*. Sistem distribusi seringkali ditemukan sistem radial, dimana pada metode *Newton-Raphson* klasik tidak dapat menghasilkan nilai aliran daya yang konvergen. Penelitian ini mengusulkan metode *Newton-Raphson* modifikasi sebagai pengembangan simulasi pada sistem distribusi aktif tiga fasa. Metode *Newton-Raphson* modifikasi dibentuk dengan cara mengubah persamaan linier daya menjadi persamaan linier arus, sehingga menghasilkan nilai aliran daya yang konvergen pada sistem distribusi radial. Penentuan lokasi DG dan bank kapasitor yang diinjeksikan dalam sistem dihitung melalui *loss sensitivity factor*. Penurunan kerugian daya pada sistem mencapai 50,01% dari keadaan awal. Hasil validasi kerugian daya antara *software* Matlab dengan *software* ETAP untuk sistem distribusi IEEE 13 bus memiliki *error* paling kecil 0 % dan *error* paling besar 1,85 %. Dari hasil analisis didapatkan bahwa metode LSF untuk penentuan lokasi DG dan bank kapasitor dapat diterapkan sebagai aplikasi simulasi aliran daya metode *Newton-Raphson* pada sistem distribusi radial.

Kata Kunci : Analisis Aliran Daya, Bank Kapasitor, DG, *Newton-Raphson*, Sistem Distribusi Radial.

Pengembangan Simulasi Analisa Daya Pada Sistem Distribusi Aktif 3 Fasa Metode Newton-Raphson Untuk Menurunkan Kerugian Daya Jaringan

Nama Mahasiswa : Ainul Khakim
NRP : 2213105074
Dosen Pembimbing I : Prof. Ir. Ontoseno Penangsang M.Sc., Ph.D.
NIP : 194907151974121001
Dosen Pembimbing II : Dr. Rony Seto Wibowo, ST., MT.
NIP : 197411292000121001

ABSTRAK

Dalam studi analisis sistem tenaga terdapat beberapa metode yang dapat digunakan dalam analisis aliran daya. Metode *Newton-Raphson* klasik digunakan pada sistem transmisi yang pada umumnya konfigurasi sistem adalah *loop*. Sistem distribusi seringkali ditemukan sistem radial, dimana pada metode *Newton-Raphson* klasik tidak dapat menghasilkan nilai aliran daya yang konvergen. Penelitian ini mengusulkan metode *Newton-Raphson* modifikasi sebagai pengembangan simulasi pada sistem distribusi aktif tiga fasa. Metode *Newton-Raphson* modifikasi dibentuk dengan cara mengubah persamaan linier daya menjadi persamaan linier arus, sehingga menghasilkan nilai aliran daya yang konvergen pada sistem distribusi radial. Penentuan lokasi DG dan bank kapasitor yang diinjeksikan dalam sistem dihitung melalui *loss sensitivity factor*. Penurunan kerugian daya pada sistem mencapai 50,01% dari keadaan awal. Hasil validasi kerugian daya antara *software* Matlab dengan *software* ETAP untuk sistem distribusi IEEE 13 bus memiliki *error* paling kecil 0 % dan *error* paling besar 1,85 %. Dari hasil analisis didapatkan bahwa metode LSF untuk penentuan lokasi DG dan bank kapasitor dapat diterapkan sebagai aplikasi simulasi aliran daya metode *Newton-Raphson* pada sistem distribusi radial.

Kata Kunci : Analisis Aliran Daya, Bank Kapasitor, DG, *Newton-Raphson*, Sistem Distribusi Radial.



Improving Newton-Raphson Power Analysis Simulation in Three Phase Active Distribution System to Reduce Power Losses

Name	: Ainul Khakim
NRP	: 2213105074
Supervisor I	: Prof. Ir. Ontoseno Penangsang M.Sc., Ph.D.
NIP	: 194907151974121001
Supervisor II	: Dr. Rony Seto Wibowo, ST., MT.
NIP	: 197411292000121001

ABSTRACT

In a study of power system analysis there are several methods that can be used in power flow. Classical Newton-Raphson method used on transmission system that is generally loop configuration system. Distribution system is often found a radial system, to the method where classical Newton-Raphson can not converging of power flow. This research proposed a method of Newton-Raphson modified as the development a simulation in three phase active distribution system. A Newton-Raphson modified linear equation formed by changing the power linear equation into current linear equation, resulting the converge of power flow on a radial distribution system. The determination of DG and capacitor bank location that injected in the system is calculated by loss sensitivity factor. Power loss has reduced to 50,01% from the initial state. Validation of power analysis between Matlab and ETAP software on 13 bus IEEE distribution system having 0% minimum error and 1,85% maximum error. Based on analysis result, it has been obtained an LSF method for determining DG and capacitor bank location can be implemented as an application of Newton-Raphson modified power analysis simulation in three phase active distribution system.

Index Terms : *Power Flow Analysis, Capacitor Bank, DG, Newton-Raphson, Radial Distribution System.*



KATA PENGANTAR

Dengan segala puji dan syukur kehadiran Allah SWT yang telah melimpahkan rahmat, hidayah serta karunia-Nya sehingga penulis dapat menyelesaikan tugas akhir yang berjudul: **"Pengembangan Simulasi Analisa Daya Pada Sistem Distribusi Aktif 3 Fasa Metode Newton-Raphson Untuk Menurunkan Kerugian Jaringan"**.

Tugas Akhir ini disusun sebagai salah satu persyaratan dalam menyelesaikan jenjang pendidikan S1 pada Bidang Studi Teknik Sistem Tenaga, Jurusan Teknik Elektro, Fakultas Teknologi Industri, Institut Teknologi Sepuluh Nopember. Atas selesainya penyusunan tugas akhir ini, penulis ingin mengucapkan terima kasih kepada :

1. Allah SWT yang senantiasa memberikan petunjuk-Nya sehingga penulis dapat menyelesaikan Tugas Akhir ini.
2. Kedua orang tua dan keluarga yang selalu memberikan dukungan dan doa.
3. Prof. Ir. Ontoseno Penangsang, M.Sc, Ph.D. dan Dr. Eng. Rony Seto Wibowo, ST., MT. sebagai dosen pembimbing yang telah memberikan arahan dan perhatiannya selama tugas akhir.
4. Bapak Dr. Tri Arief Sardjono, ST., MT. selaku Ketua Jurusan Teknik Elektro ITS.
5. Bapak Suyanto, ST., MT. dan Dimas Fajar Uman Putra, ST., MT. yang telah memberikan dukungan kepada penulis dalam menyelesaikan tugas akhir.
6. Para member Lab. B103, Pak Yun, Pak Ismit, Pak Amir, Pak Jangkung, Bu Irrine, Bu Hastin, Mas Yuli, Mas Farid, Mas Aji Akbar, Kak Ripka, dan Mas Seto yang telah senantiasa memberikan motivasi kepada penulis untuk segera menyelesaikan tugas akhir.
7. Teman asisten Lab. B103, Ayla, Nanik, Citra, Albert, Reyhan, Kharis dan Fadli yang selama satu tahun bagai keluarga sendiri.
8. Adik-adik calon asisten dan para trainee Lab. B103, Yudha, Anton, Rizky, Fenno, Dheny, Asti, Ruzi, Yauri, Christin, Indra, Bagus, Habibur, Taufi, Febri, Fiona dan Ranik.
9. Seluruh Dosen dan Karyawan di jurusan Teknik Elektro ITS atas fasilitas dan waktu yang diberikan.
10. Kelompok tim 9 yang telah bekerja sama, menaruh harapan yang sama dan suka duka bersama selama melaksanakan tugas akhir ini.
11. Kelompok *power rangers* yang telah belajar bersama dalam menyelesaikan *coding program* selama tugas akhir.

12. Semua teman-teman mahasiswa Lintas Jalur Teknik Elektro ITS angkatan 2013 semester ganjil bidang studi Teknik Sistem Tenaga.

Semoga tugas akhir ini bermanfaat bagi mahasiswa maupun peneliti. Penulis menyadari bahwa masih banyak kekurangan, untuk itu kritik dan saran diharapkan untuk penyempurnaan tugas akhir ini.

Surabaya, Juli 2015
Penulis

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
LEMBAR PENGESAHAN	iii
ABSTRAK	v
ABSTRACT	vii
KATA PENGANTAR	ix
DAFTAR ISI	xi
DAFTAR GAMBAR	xiii
DAFTAR TABEL	xv

BAB I PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang	1
1.2 Perumusan Masalah	1
1.3 Batasan Masalah	2
1.4 Tujuan	2
1.5 Metodologi	2
1.6 Sistematika	3
1.7 Relevansi	4

BAB II SISTEM DISTRIBUSI TENAGA LISTRIK

2.1 Sistem Tenaga Listrik Tiga Fasa	5
2.2 Sistem Distribusi Tenaga Listrik	7
2.2.1 Konfigurasi Sistem Distribusi Radial	8
2.3 <i>Distributed Generation</i>	11
2.4 Bank Kapasitor	13

BAB III ALIRAN DAYA NEWTON RAPHSON MODIFIKASI DAN LOSS SENSITIVITY FACTOR

3.1 Aliran Daya Newton Raphson	17
3.2 Aliran Daya Newton Raphson Modifikasi	21
3.3 Indeks Kerugian	25
3.3.1 <i>Loss Sensitivity Factor</i>	25

BAB IV SIMULASI DAN ANALISIS

4.1 Simulasi Aliran Daya IEEE-13 Bus Modifikasi	27
4.2 Analisis Aliran Daya Pasif	29
4.3 Analisis Aliran Daya dengan Injeksi DG	31

4.4	Analisis Aliran Daya dengan Injeksi Bank Kapasitor	35
4.5	Analisis Aliran Daya dengan Injeksi DG dan Bank Kapasitor Secara Simultan	39
4.6	Validasi Hasil Simulasi Matlab dengan <i>Software</i> ETAP	46
4.6.1	<i>Case</i> 1	46
4.6.2	<i>Case</i> 2	47
4.6.3	<i>Case</i> 3	48
4.6.4	<i>Case</i> 4	49
BAB V PENUTUP		
5.1	Kesimpulan	51
5.2	Saran	51
DAFTAR PUSTAKA		53
RIWAYAT HIDUP		55

DAFTAR TABEL

Tabel 4.1	Data Saluran IEEE 13 Bus Modifikasi	28
Tabel 4.2	Data Beban IEEE 13 Bus Modifikasi	28
Tabel 4.3	Hasil Tegangan <i>Case 1</i> IEEE 13 Bus Modifikasi	29
Tabel 4.4	Hasil Aliran Daya <i>Case 13</i> Bus Modifikasi	30
Tabel 4.5	LSF DG <i>Case 2</i> IEEE 13 Bus Modifikasi	31
Tabel 4.6	Hasil Tegangan <i>Case 2</i> IEEE 13 Bus Modifikasi.....	32
Tabel 4.7	Hasil Aliran Daya <i>Case 2</i> IEEE 13 Bus Modifikasi	33
Tabel 4.8	LSF Bank Kapasitor <i>Case 3</i> IEEE 13 Bus Modifikasi	35
Tabel 4.9	Hasil Tegangan <i>Case 3</i> IEEE 13 Bus Modifikasi.....	36
Tabel 4.10	Hasil Aliran Daya <i>Case 3</i> IEEE 13 Bus Modifikasi	37
Tabel 4.11	LSF DG dan Bank Kapasitor <i>Case 4</i> IEEE 13 Bus Modifikasi	40
Tabel 4.12	Hasil Tegangan <i>Case 4</i> IEEE 13 Bus Modifikasi.....	41
Tabel 4.13	Hasil Aliran Daya <i>Case 4</i> IEEE 13 Bus Modifikasi	42
Tabel 4.14	Daya Terkompensasi dan Tidak Terkompensasi Setiap <i>Case</i>	44
Tabel 4.15	Hasil Validasi IEEE 13 Bus Modifikasi <i>Case 1</i>	46
Tabel 4.16	Hasil Validasi IEEE 13 Bus Modifikasi <i>Case 2</i>	47
Tabel 4.17	Hasil Validasi IEEE 13 Bus Modifikasi <i>Case 3</i>	48
Tabel 4.18	Hasil Validasi IEEE 13 Bus Modifikasi <i>Case 4</i>	49



RIWAYAT HIDUP



Penulis memiliki nama lengkap Ainul Khakim. Penulis lahir di Kota Sidoarjo tanggal 29 Maret 1992. Penulis merupakan anak terakhir dari tiga bersaudara. Setelah enam tahun menempuh pendidikan dasar pesantren di MI Roudlotul Banat, penulis melanjutkan pendidikan ke SMP Negeri 2 Taman dan lulus pada tahun 2007. Penulis kemudian melanjutkan pendidikan di SMA Negeri 1 Taman dan lulus pada tahun 2010. Pada tahun yang sama, penulis masuk ke Jurusan D3 Teknik Elektro program studi Elektro Industri, Program Diploma Fakultas Teknologi Industri, Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS) Surabaya dan lulus pada tahun 2013 dengan gelar Ahli Madya (A.Md). Pada tahun yang sama, penulis melanjutkan pendidikan Lintas Jalur di Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya dengan jurusan yang sama yakni Teknik Elektro dengan fokus studi adalah Teknik Sistem Tenaga. Sebagai Asisten Laboratorium Simulasi Sistem Tenaga (PSSL) B103, Penulis turut serta dalam penelitian yang bertopik analisa aliran daya pada *smart grid*. Penulis dapat dihubungi melalui email khakim13@mhs.ee.its.ac.id.

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Distribusi sistem tenaga listrik memiliki peranan penting dalam penyaluran daya ke beban, sehingga perlu dilakukan adanya pemantauan tentang berbagai parameter daya. Untuk melakukan pemantauan ini digunakan analisis aliran daya agar dapat diketahui nilai tegangan, arus, daya aktif, daya reaktif, serta faktor daya pada tiap bus. Namun sistem distribusi tenaga listrik memiliki beberapa parameter yang kompleks, yaitu sistem radial dengan jumlah cabang yang sangat banyak, serta tidak langsung terhubung dengan sumber atau generator. Selain itu dalam prakteknya sistem distribusi tiga fasa selalu tidak seimbang. Hal ini menyebabkan metode analisis aliran daya klasik yang umumnya digunakan dalam sistem transmisi kurang efektif dan akurat untuk digunakan dalam sistem distribusi. Di sisi lain pemantauan sistem distribusi terutama dalam kondisi *real time* diperlukan analisis aliran daya yang cepat serta sesuai dengan keadaan yang sesungguhnya.

Pada tugas akhir sebelumnya analisis aliran daya menggunakan metode K-matrik dengan cara penyederhanaan penelusuran jalur saluran distribusi [1]. Metode analisis aliran daya menggunakan metode K-matrik memiliki konvergensi yang cepat. Namun analisis aliran daya yang telah dikembangkan tersebut hanya dapat digunakan untuk sistem distribusi pasif. Sedangkan pada sisi distribusi terdapat adanya pembangkitan di sisi distribusi, yang kemudian disebut dengan sistem distribusi aktif. Sehingga diperlukan metode yang simulasinya dikembangkan dengan mengakomodir adanya DG dan bank kapasitor pada sistem distribusi. Oleh karena itu di dalam tugas akhir ini diusulkan tentang pengembangan simulasi analisis daya metode *Newton Raphson* pada sistem distribusi radial aktif tiga fasa dengan mengkoordinasikan penempatan lokasi DG dan bank kapasitor.

1.2 Perumusan Masalah

Permasalahan yang akan dibahas pada tugas akhir ini adalah sebagai berikut :

1. Bagaimana keluaran aliran daya dengan menggunakan simulasi analisis aliran daya metode *Newton Raphson* modifikasi.
2. Bagaimana menentukan lokasi penempatan DG dan bank kapasitor.

3. Bagaimana penurunan kerugian daya sistem setelah penempatan DG dan bank kapasitor.

1.3 Batasan Masalah

Mengingat ruang lingkup yang luas, maka batasan masalah pada tugas akhir ini adalah :

1. Pemodelan simulasi menggunakan sistem distribusi IEEE-13 bus modifikasi tiga fasa dengan pendekatan satu fasa (sistem seimbang).
2. Penurunan kerugian daya disimulasikan dengan menginjeksi sebuah DG dan sebuah kapasitor sesuai dengan *case* yang dibahas di bab III.
3. Penentuan ukuran DG dan bank kapasitor dilakukan dengan pengamatan secara langsung pada hasil aliran daya [2].

1.4 Tujuan

Tujuan yang ingin dicapai pada tugas akhir ini adalah :

1. Mendapatkan hasil aliran daya dengan metode *Newton Raphson* yang dimodifikasi pada sistem distribusi aktif tiga fasa.
2. Mendapatkan lokasi penempatan DG dan bank kapasitor pada sistem distribusi.
3. Mendapatkan penurunan kerugian daya setelah menempatkan DG dan bank kapasitor.

1.5 Metodologi

Metodologi penelitian yang digunakan pada tugas akhir ini sebagai berikut :

1. Pengambilan Data
Data-data yang digunakan pada tugas akhir ini adalah *single line diagram*, data beban (P dan Q) serta impedansi transformator pada setiap penyulang. Semua data diinputkan dalam program simulasi aliran daya menggunakan *software* Matlab.
2. Simulasi
Simulasi dimulai dengan menentukan arus pada tiap penyulang kemudian dikategorikan ke dalam arus aktif dan arus reaktif. Pengkategorian arus ini direpresentasikan dalam bentuk matriks yang dikonversikan menjadi matriks *Jacobian* seperti pada metode *Newton Raphson* umumnya. Dari sini akan didapatkan tegangan dan sudut tiap bus. Untuk mendapatkan hasil yang akurat, proses perhitungan tersebut diulang dengan menggunakan ketentuan lebih dari ekspektasi toleransi perhitungan. Langkah selanjutnya yang dilakukan adalah

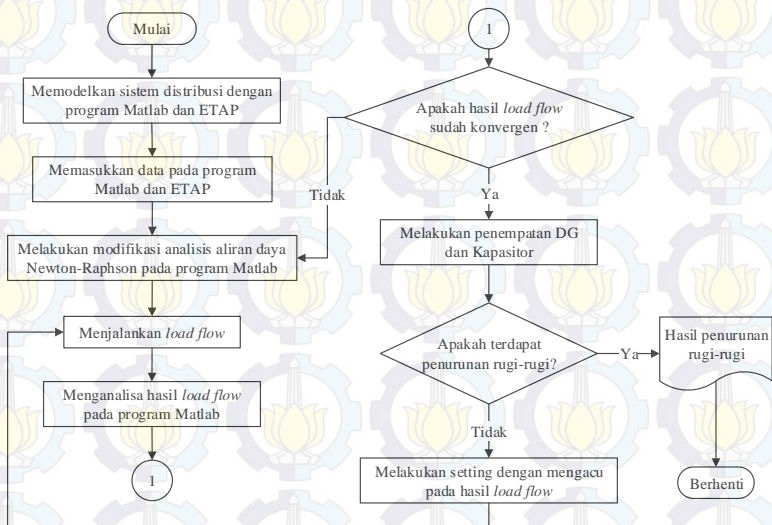
menemukan lokasi penempatan DG dan atau bank kapasitor dengan metode *loss sensitivity factor* (LSF). Penyulang dengan yang sesuai dengan persyaratan metode tersebut dilakukan penginjeksian DG dan bank kapasitor.

3. Analisis Data

Hasil simulasi aliran daya serta koordinasi injeksi DG dan bank kapasitor akan dibandingkan dengan perhitungan simulasi aliran daya klasik. Untuk simulasi studi aliran daya klasik akan dilakukan menggunakan *software* ETAP 12.6.

4. Penarikan Kesimpulan

Setelah melakukan analisis data dapat ditarik kesimpulan yang merupakan jawaban dari permasalahan.



Gambar 1.1 Diagram alir metodologi tugas akhir

1.6 Sistematika

Sistematika penulisan tugas akhir ini adalah :

1. BAB I

Bab ini membahas tentang latar belakang, perumusan masalah, batasan masalah, tujuan, metodologi, sistematika dan relevansi.

2. BAB II

Bab ini menjelaskan tentang teori yang menunjang dalam pengerjaan tugas akhir. Pemahaman tentang sistem tiga fasa, sistem distribusi listrik, *Distributed Generation* (DG) dan bank kapasitor yang diperlukan untuk menurunkan kerugian daya sistem.

3. BAB III

Bab ini menerangkan tentang aliran daya *Newton Raphson* klasik, pengembangan simulasi metode *Newton Raphson* untuk menganalisis aliran daya pada sistem distribusi radial dan indeks kerugian untuk menemukan lokasi optimum penempatan DG dan atau bank kapasitor.

4. BAB IV

Bab ini membahas tentang hasil simulasi aliran daya metode *Newton Raphson* modifikasi, simulasi aliran daya dengan injeksi *Distributed Generation* (DG) dan atau bank kapasitor untuk menurunkan kerugian daya pada sistem distribusi serta membandingkan hasilnya dengan *software* ETAP.

5. BAB V

Bab ini berisi kesimpulan dan saran dari hasil pembahasan yang telah dilakukan.

1.7 Relevansi

Dengan adanya pengembangan simulasi metode aliran daya *Newton Raphson* pada sistem distribusi, diharapkan dapat memberikan manfaat sebagai berikut :

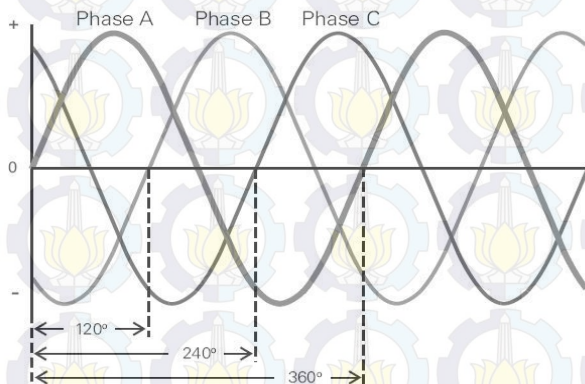
1. Menjadi pertimbangan bagi PLN atau pihak pengembang sistem distribusi untuk mengadopsi metode yang diusulkan dan untuk tujuan pengakurasian data monitoring lapangan.
2. Menjadi referensi bagi mahasiswa lain yang akan melakukan penelitian tentang sistem distribusi tiga fasa aktif dengan mengoptimalkan penempatan DG dan bank kapasitor untuk mendapat kerugian daya sistem yang paling minimum.

BAB II

SISTEM DISTRIBUSI TENAGA LISTRIK

2.1 Sistem Tenaga Listrik Tiga Fasa

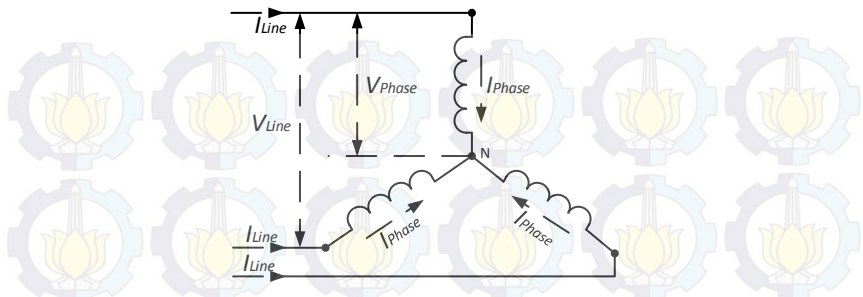
Sistem tenaga listrik tiga fasa adalah sistem penyaluran daya listrik yang dibangkitkan dan disalurkan menggunakan tiga gelombang listrik yang berbeda sudut namun memiliki parameter magnitudo dan frekuensi yang sama. Tiga gelombang listrik didefinisikan sebagai fasa A, fasa B dan fasa C atau disebut juga dengan fasa R, fasa S dan Fasa T.



Gambar 2.1 Bentuk gelombang sinusoidal listrik tiga fasa [3]

Pada Gambar 2.1 merupakan bentuk gelombang sinusoidal dengan perbedaan sudut antar fasa sebesar 120° . Sistem listrik tiga fasa digunakan agar menjaga kontinuitas pelayanan apabila terdapat fasa yang terganggu, mendapatkan efisiensi penyaluran daya yang tinggi, serta untuk mendapatkan kestabilan yang baik.

Secara umum terdapat dua cara menghubungkan sistem tiga fasa yaitu hubungan Y (wye) dan hubungan Δ (delta). Pada Gambar 2.2, sistem tiga fasa hubungan Y memiliki titik netral dari sistem tiga fasa. Titik netral ini adalah satu *node* yang dibentuk dengan cara menghubungkan setiap ujung tiga konduktor fasa. Jika sistem tiga fasa diimplementasikan pada hubungan Y, maka titik netral tidak memiliki tegangan karena resultan dari ketiga fasa adalah nol (0). Tegangan antar terminal pada titik R, S dan T adalah tegangan antarfasa atau tegangan saluran (V_{Line}). Tegangan tiap terminal dengan titik netralnya adalah tegangan fasa (V_{Phase}).



Gambar 2.2 Sistem tiga fasa hubungan Y [3]

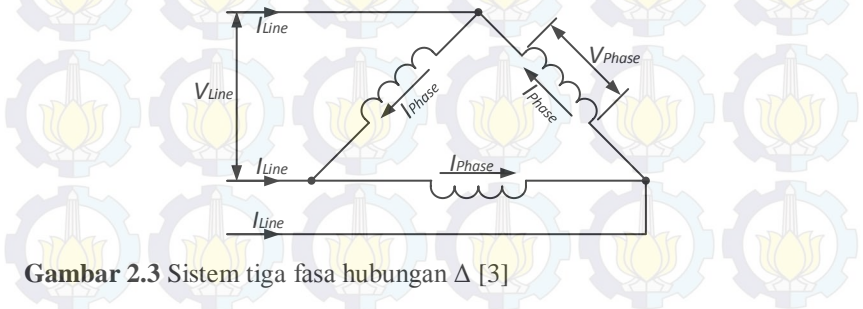
Tegangan *line* besarnya $\sqrt{3}$ kali dari tegangan fasa.

$$V_{Line} = \sqrt{3}V_{Phase} \quad (2.1)$$

Arus yang mengalir pada terminal fasa dan antarfasa memiliki besar yang sama karena setiap fasa membentuk *node* yang saling terhubung.

$$I_{Line} = I_{Phase} \quad (2.2)$$

Pada Gambar 2.3 merupakan sistem tiga fasa hubungan Δ , dimana setiap ujung terminal dari setiap fasa dihubungkan satu dengan yang lain sehingga membentuk konfigurasi segitiga.



Gambar 2.3 Sistem tiga fasa hubungan Δ [3]

Tegangan pada tiap fasa sama besar dengan tegangan pada terminal R, S dan T. Maka dapat dirumuskan sebagai berikut :

$$V_{Line} = V_{Phase} \quad (2.3)$$

Arus yang mengalir pada terminal merupakan resultan arus yang mengalir pada tiap fasa. Maka dapat dirumuskan sebagai berikut :

$$I_{Line} = \sqrt{3} I_{Phase} \quad (2.4)$$

Daya yang diserap oleh beban tiap fasa adalah perkalian antara tegangan dan arus yang mengalir, serta perkalian dengan faktor daya pada beban. Pada hubungan Y, dengan menggunakan persamaan 2.1 dan 2.2 maka didapatkan persamaan 2.5 untuk daya tiap fasa beban. Dengan menggunakan persamaan 2.3 dan 2.4 maka didapatkan persamaan 2.6 untuk mendapatkan daya tiap fasa beban hubungan Δ .

$$P_{Phase} = V_{Phase} \times I_{Phase} \times \cos\varphi \quad (2.5)$$

$$P_{Phase} = \frac{V_{Line}}{\sqrt{3}} \times I_{Line} \times \cos\varphi \quad (2.6)$$

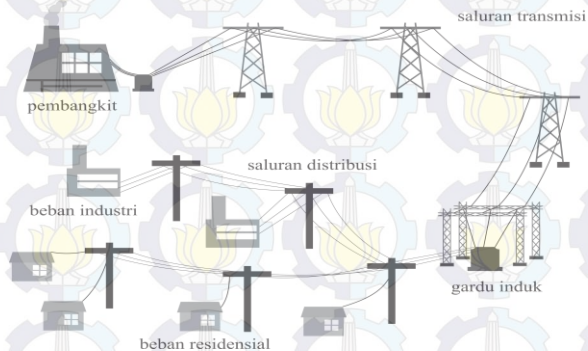
Daya total pada keseluruhan fasa merupakan penjumlahan daya pada tiap fasa. Daya yang diserap oleh beban tiga fasa hubungan Y dituliskan sebagai persamaan 2.7. Untuk hubungan Δ , persamaan daya total dituliskan pada 2.8

$$P_{Total} = 3 \times V_{Phase} \times I_{Phase} \times \cos\varphi \quad (2.7)$$

$$P_{Total} = \sqrt{3} \times V_{Line} \times I_{Line} \times \cos\varphi \quad (2.8)$$

2.2 Sistem Distribusi Tenaga Listrik

Sistem distribusi digunakan untuk menyalurkan energi listrik berdaya besar menuju ke konsumen atau pemakai energi listrik.



Gambar 2.4 Sistem kelistrikan [3]

Gambar 2.4 menunjukkan sebuah sistem kelistrikan. Tenaga listrik yang dihasilkan oleh pembangkit berkisar antara 11 KV – 24 KV lalu tegangan dinaikkan oleh transformator *step up* melalui gardu induk menjadi 70 KV, 154 KV, 220 KV atau 500 KV dan disalurkan melalui saluran transmisi. Kemudian tegangan pada saluran transmisi diturunkan menjadi 20 KV oleh transformator *step down*. Pada tegangan 20 KV, penyaluran tenaga listrik dilakukan oleh saluran distribusi primer yang kemudian

tegangannya diturunkan menjadi 220/380 Volt oleh gardu-gardu distribusi dan disalurkan menuju konsumen atau pemakai energi listrik. Bagian utama yang menunjang distribusi tenaga listrik yaitu:

a. Gardu Induk

Gardu induk merupakan suatu komponen penting dalam distribusi tenaga listrik yang berfungsi sebagai penyalur daya, mentransformasikan daya listrik yang dihasilkan dari pusat pembangkit ke gardu induk lain dan juga ke gardu distribusi yang merupakan suatu interkoneksi dalam distribusi tenaga listrik.

b. Gardu Hubung

Gardu hubung digunakan untuk menerima daya listrik dari gardu induk dan menyalurkan serta membagi daya listrik tanpa merubah tegangannya melalui sistem distribusi primer atau sistem tegangan menengah (JTM) menuju gardu distribusi.

c. Sistem Distribusi Primer

Sistem distribusi primer berfungsi untuk menyalurkan daya listrik. Biasanya dilayani oleh gardu hubung atau langsung dari gardu induk. Sistem distribusi primer sering disebut sistem tegangan menengah (JTM).

d. Gardu Distribusi

Gardu distribusi merupakan suatu tempat atau bangunan instalasi listrik yang didalamnya terdapat alat-alat pemutus, penghubung, pengaman dan transformator distribusi untuk mendistribusikan tenaga listrik sesuai dengan kebutuhan tegangan konsumen.

e. Sistem Distribusi Sekunder

Sistem distribusi sekunder sering disebut sistem tegangan rendah (JTR). Sistem distribusi sekunder berfungsi untuk menyalurkan atau menghubungkan sisi tegangan rendah transformator distribusi ke konsumen menggunakan sistem hantaran udara 3 fasa 4 kawat dengan tegangan distribusi sekunder 127/220 Volt atau 220/380 Volt.

2.2.1 Konfigurasi Sistem Distribusi Radial

Sistem radial adalah sistem yang salurannya ditarik secara radial dari suatu titik sumber dan yang berada di percabangan hingga ke titik beban. Karena model sistem yang bercabang-cabang maka arus yang mengalir di tiap bagian tidak sama. Sistem ini merupakan sistem yang

paling sederhana sehingga banyak digunakan di setiap negara khususnya Indonesia.

Keuntungan dari sistem distribusi radial adalah :

- a. Bentuk sederhana dan pengaturan tegangan lebih murah
- b. Pengamanan terhadap arus gangguan lebih mudah

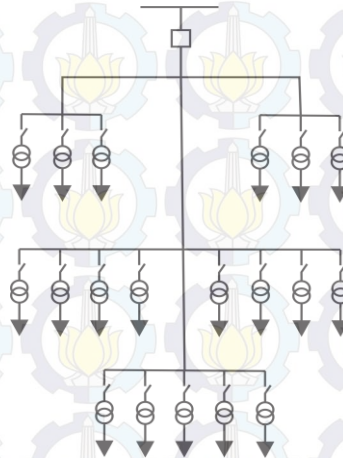
Kerugian dari sistem distribusi radial adalah :

- a. Kualitas pelayanan daya relatif kurang bagus karena rugi tegangan dan rugi daya pada saluran relatif besar
- b. Kontinuitas pelayanan daya tidak terjamin karena antar titik sumber dan titik beban hanya ada satu alternatif saluran. Sehingga bila saluran terjadi gangguan, maka rangkaian sesudah titik gangguan akan mengalami pemadaman secara total.

Beberapa tipe konfigurasi sistem distribusi radial adalah :

a. Distribusi Radial Tipe Pohon

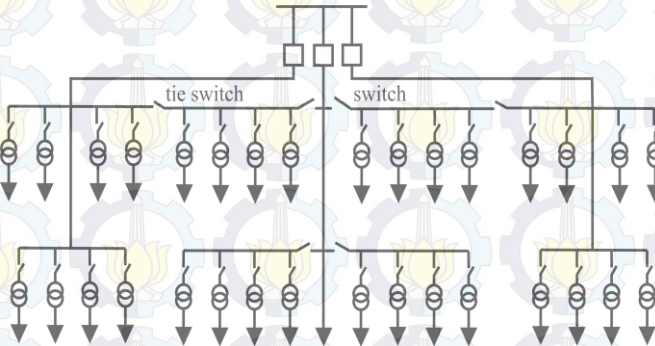
Distribusi radial tipe pohon merupakan sistem radial dengan satu sumber yang melayani beban dengan jalur yang bercabang-cabang dengan model membentangi pada node percabangannya (Gambar 2.5). Sistem radial yang seperti ini merupakan sistem radial yang paling dasar.



Gambar 2.5 Sistem radial tipe pohon [3]

b. Sistem Radial dengan *Tie* dan *Switch*

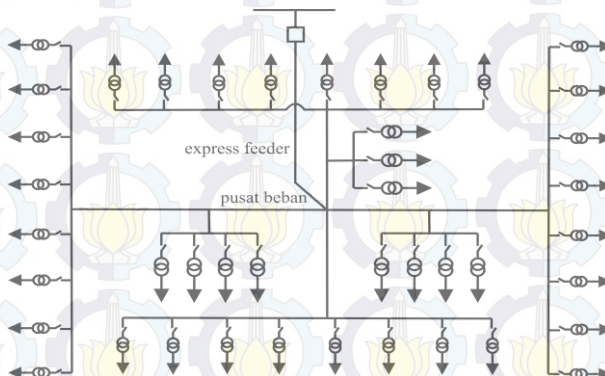
Gambar 2.6 merupakan modifikasi dari sistem radial dasar dengan penambahan *tie* dan *switch*. *Tie* dan *switch* digunakan untuk mempercepat pemulihan terhadap gangguan sehingga meningkatkan keandalan sistem.



Gambar 2.6 Sistem radial dengan *tie* dan *switch* [3]

c. Sistem Radial dengan Pusat Beban

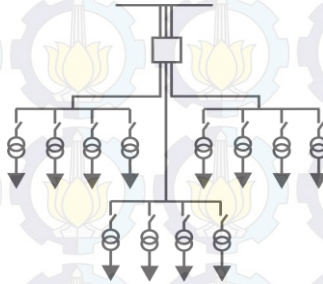
Sistem radial dengan pusat beban merupakan sistem yang mencatu daya dengan menggunakan penyulang langsung (*express feeder*) menuju ke pusat beban (Gambar 2.7). Kemudian dari pusat beban, penyulang disebar dengan cabang-cabang tersebar menuju beban.



Gambar 2.7 Sistem radial dengan pusat beban [3]

d. Sistem Radial dengan Pembagian *Phase Area*

Sistem radial tipe ini masing-masing fasa melayani daerah beban yang berbeda seperti pada Gambar 2.8. Kerugian dari sistem radial ini dapat menimbulkan efek ketidakseimbangan bila ditempatkan pada daerah yang baru dan belum mantap pembagian bebannya. Tipe ini hanya cocok untuk daerah dengan beban yang stabil dan dapat diatur merata pada setiap fasanya.



Gambar 2.8 Sistem radial dengan pembagian *phase area* [3]

2.3 *Distributed Generation* [5]

Sistem tenaga listrik yang berkembang saat ini sebagian besar berupa sistem terpusat dengan pembangkit yang terhubung pada sistem transmisi. Untuk sistem desentralisasi di masa mendatang dibutuhkan unit-unit pembangkit kecil terhubung langsung pada sistem distribusi dekat dengan permintaan pelanggan. Pembangkit seperti ini dikenal sebagai *distributed generation* (DG).

Beberapa tipe unit DG yang terhubung pada sistem adalah:

a. Turbin Angin

Turbin angin yang terhubung pada sistem dibagi menjadi kelompok dengan kecepatan tetap dan kelompok dengan kecepatan berubah. Pada kelompok kecepatan tetap, baling-baling melalui gear box memutar rotor dari generator induksi. Pada kelompok kecepatan berubah menggunakan generator induksi ganda dengan magnet permanen ataupun konvensional. Daya keluar yang dihasilkan dinaikkan melalui penyearah juga melalui inverter untuk menghasilkan daya keluar bolak-balik (AC).

b. Sel Bahan Bakar

Sel bahan bakar melalui proses konversi langsung energi kimia menjadi energi listrik dan energi panas tanpa adanya mesin listrik [ada].

Daya keluar DC dari sel bahan bakar diubah menjadi AC melalui inverter kemudian disalurkan ke sistem.

c. Sistem Photovoltaic

Sistem Photovoltaic (PV) mengubah energi matahari menjadi energi listrik, seperti bahan bakar tanpa menggunakan mesin listrik. Daya keluar DC dari PV diubah menjadi AC melalui inverter kemudian disalurkan ke sistem.

d. Turbin Gas

Unit ini mengubah energi potensial yang tersimpan dalam bahan bakar fosil dari energi kimia menjadi energi panas kemudian dari energi panas menjadi energi mekanik. Energi mekanik ini digunakan untuk memutar generator sinkron yang keluarannya langsung terhubung pada sistem.

e. Turbin Mikro

Unit ini bekerja seperti turbin gas. Perbedaan hanya terdapat pada putaran rotor pada generator. Unit ini memiliki putaran yang tinggi dengan menggunakan generator sinkron magnet permanen. Oleh karena itu generator terhubung ke sistem melalui perangkat *interface* elektronika daya.

Seperti disebutkan sebelumnya bahwa DG dapat diinjeksikan ke dalam sistem melalui generator sinkron ataupun generator asinkron, kombinasi mesin listrik, dan perangkat elektronika daya. Jika mesin listrik terhubung langsung ke sistem, maka untuk melakukan analisis aliran daya diperlukan mode pengoperasian DG. Beberapa mode pengoperasian DG adalah:

a. Mode Generator Induksi

Pada umumnya daya aktif dan daya reaktif pada generator induksi adalah sebagai fungsi slip. Generator memproduksi daya aktif dan daya reaktif. Dengan mengasumsi bahwa daya aktif adalah konstan dan ketergantungan daya reaktif sangat rendah untuk slip, maka tegangan bus akan mendekati 1 pu. Pada kasus *steady state*, generator induksi dapat dimodelkan sederhana sebagai PQ bus.

b. Mode Generator Sinkron

Berdasarkan sistem eksitasi, generator sinkron dibagi menjadi dua macam yaitu yang pertama dengan mengatur tegangan eksitasi dan yang

kedua dengan tegangan eksitasi tetap. Dengan mengatur tegangan eksitasi dibagi lagi menjadi dua mode yaitu mode kontrol tegangan dan mode kontrol faktor daya. Mode kontrol tegangan sering disebut sebagai model PV *node* sedangkan mode kontrol faktor daya disebut sebagai model PQ *node*.

c. Perangkat Elektronika Daya

Pada sistem *photovoltaic*, sel bahan bakar, turbin mikro dan beberapa unit tenaga angin diinjeksikan generator ke sistem melalui perangkat elektronika daya. Dalam kasus-kasus tersebut, model DG untuk aliran daya bergantung pada metode kontrol yang digunakan dalam rangkaian konverter. Aturan umum menyebutkan bahwa kontrol konverter dirancang untuk mengendalikan nilai daya aktif dan tegangan masing-masing. Sehingga model DG harus sebagai PQ *node*.

2.4 Bank Kapasitor

Mesin listrik membutuhkan dua bentuk energi yaitu energi aktif dan energi reaktif. Energi aktif (dalam kWh) yang diubah menjadi kerja mekanis dan panas. Energi reaktif (dalam kVArh) yang dibutuhkan oleh rangkaian induktif. Peralatan-peralatan yang mengandung beban induktif adalah motor induksi, lampu neon, oven, mesin solder, mesin las, transformator, dan peralatan lain yang menyerap daya reaktif. Untuk mengurangi komponen daya induktif ini diperlukan sebuah kompensator yaitu bank kapasitor. Bank kapasitor dapat mengurangi drop tegangan. Menghindari kenaikan suhu akibat arus berlebih, dan banyak manfaat lainnya. Berdasarkan cara kerjanya, bank kapasitor dibagi menjadi dua macam sebagai berikut.

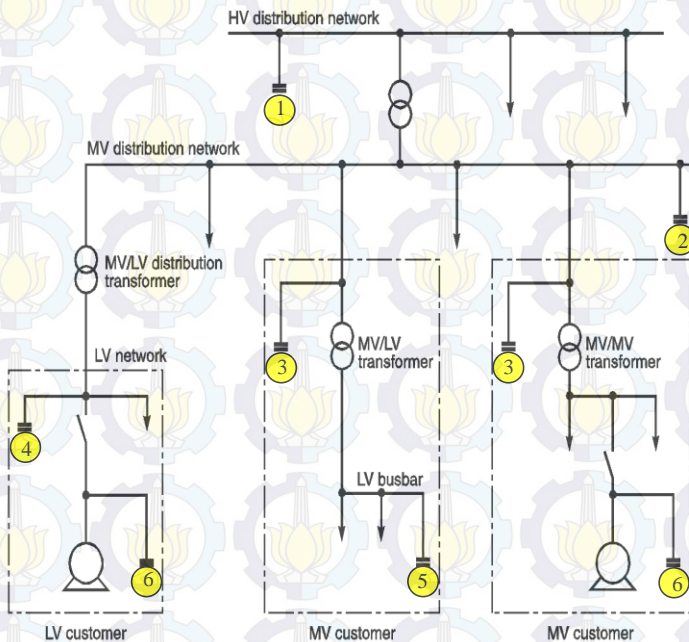
a. Bank Kapasitor Tipe Tetap

Bank kapasitor tipe tetap (*capacitor bank fixed type*) merupakan bank kapasitor yang memberikan kompensasi daya reaktif yang tetap walaupun terdapat perubahan beban. Biasanya digunakan pada beban langsung seperti pada motor induksi. Nilai yang aman adalah 5% dari kapasitas motor, pertimbangannya adalah kondisi saat tanpa beban.

b. Bank Kapasitor Tipe Otomatis

Bank kapasitor tipe otomatis (*capacitor bank automatic type*) merupakan bank kapasitor yang memberikan kompensasi daya reaktif yang bervariasi sesuai dengan kondisi beban. Jenis ini dilengkapi dengan

sebuah *power factor controller* (PFC). PFC ini akan menjaga faktor daya sistem sesuai dengan target yang ditentukan. Untuk beban yang berfluktuatif secara cepat maka digunakan *Static Var Compensator* (SVC). SVC menggunakan peralatan elektronika daya yakni thyristor sebagai switchernya. Sedangkan untuk beban yang berfluktuatif tidak terlalu cepat dapat digunakan *Dynamic Var Compensator* (DVC). DFC ini menggunakan kontaktor magnetik serta relay PFC sebagai switchernya.



Gambar 2.9 Berbagai macam penempatan bank kapasitor [6]

Berdasarkan teknik perbaikan faktor daya, bank kapasitor memiliki dua cara kompensasi sebagai berikut.

- Kompensasi tetap, bila rating bank kapasitor lebih kecil atau sama dengan 15% dari rating transformator yang mensuplai sistem.
- Automatically controlled stepped capacitor bank, bila rating bank kapasitor diatas 15% dari rating transformator yang mensuplai (daya reaktif disuplai secara bertahap).

Bank kapasitor dapat berfungsi baik dengan penempatan yang baik pula. Sehingga perlu diketahui dimana saja bank kapasitor dapat dipasang pada sistem kelistrikan. Bank kapasitor dapat dipasang di tempat-tempat berikut (Gambar 2.9).

- a. Bank kapasitor tegangan tinggi ditempatkan pada sistem transmisi tegangan tinggi
- b. Bank kapasitor tegangan menengah ditempatkan pada sistem distribusi tegangan menengah
- c. Bank kapasitor tegangan menengah ditempatkan pada pelanggan tegangan menengah
- d. Bank kapasitor tegangan rendah ditempatkan pada pelanggan tegangan rendah
- e. Bank kapasitor tegangan rendah ditempatkan pada pelanggan tegangan menengah
- f. Bank kapasitor tegangan rendah atau tegangan menengah ditempatkan sebagai kompensasi individu



BAB III

ALIRAN DAYA NEWTON RAPHSON MODIFIKASI DAN LOSS SENSITIVITY FACTOR

3.1 Aliran Daya *Newton Raphson* [7]

Metode *Newton Raphson* banyak digunakan untuk menyelesaikan persamaan nonlinier. Metode ini dapat diterapkan pada suatu persamaan dengan dua variabel atau lebih dengan menggunakan uraian dari deret Taylor [1]. Misalkan $F(x)$ sebagai variabel. Untuk mendapatkan nilai x sebagai akar dari $F(x)$ maka variabel $F(x)$ harus bernilai nol. Untuk dapat menentukan nilai akar tersebut, dapat ditentukan dengan persamaan berikut:

$$F(x_0) = \Delta F_0 \quad (3.1)$$

Dari persamaan 3.1, ΔF_0 tidak dapat diselesaikan apabila x_0 bukan akar dari $F(x)$. Periksa kembali penurunan rumus diatas dengan menggunakan:

$$y(x) = F(x_n) + F'(x_n)(x - x_n) \quad (3.2)$$

Ketika $y(x) = 0$, digunakan rumus untuk memperkirakan nilai akar pada setiap iterasi sebagai berikut:

$$x_{n+1} = x_n - \frac{F(x_n)}{F'(x_n)} \quad (3.3)$$

Metode *Newton Raphson* untuk menyelesaikan satu variabel dapat dikembangkan untuk menyelesaikan persamaan dengan dua variabel atau lebih. Misalkan diketahui dua buah variabel yang akan diselesaikan, maka persamaannya adalah

$$F_1(x_1, x_2) = 0 \quad F_2(x_1, x_2) = 0 \quad (3.4)$$

Matriks Jacobian untuk sistem tersebut adalah

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial F_1}{\partial x_1} & \frac{\partial F_1}{\partial x_2} \\ \frac{\partial F_2}{\partial x_1} & \frac{\partial F_2}{\partial x_2} \end{bmatrix} \quad (3.5)$$

Bila matriks *Jacobian* melakukan koreksi pada beberapa titik di $(x_1^{(0)}, x_2^{(0)})$, maka hubungan linier untuk perpindahan $(\Delta x_1, \Delta x_2)$ bentuknya diubah bentuknya menjadi persamaan 3.6.

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial F_1}{\partial x_1} & \frac{\partial F_1}{\partial x_2} \\ \frac{\partial F_2}{\partial x_1} & \frac{\partial F_2}{\partial x_2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x_1^{(1)} \\ \Delta x_2^{(1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta F_1^{(0)} \\ \Delta F_2^{(0)} \end{bmatrix} \quad (3.6)$$

Setiap perpindahan $(\Delta x_1, \Delta x_2)$ adalah penyelesaian untuk persamaan linier yang saling berhubungan. Dengan menggunakan perkiraan awal yang benar, proses ini akan konvergen dan diperoleh penyelesaian dari persamaan nonlinier tersebut. Bila $(x_1^{(0)}, x_2^{(0)})$, adalah perkiraan awal. Kemudian kesalahannya adalah

$$\Delta F_1^{(0)} = -F_1 \left[x_1^{(0)}, x_2^{(0)} \right]; \Delta F_2^{(0)} = -F_2 \left[x_1^{(0)}, x_2^{(0)} \right] \quad (3.7)$$

Matriks *Jacobian* dikoreksi pada percobaan penyelesaian di titik $[x_1^{(0)}, x_2^{(0)}]$. Setiap elemen matriks *Jacobian* dihitung dari rumus aljabar untuk mendapatkan turunan parsial yang sesuai dengan menggunakan $x_1^{(0)}, x_2^{(0)}$. Maka,

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial F_1^{(0)}}{\partial x_1} & \frac{\partial F_1^{(0)}}{\partial x_2} \\ \frac{\partial F_2^{(0)}}{\partial x_1} & \frac{\partial F_2^{(0)}}{\partial x_2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x_1^{(1)} \\ \Delta x_2^{(1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta F_1^{(0)} \\ \Delta F_2^{(0)} \end{bmatrix} \quad (3.8)$$

Sistem persamaan linier ini kemudian diselesaikan secara langsung untuk koreksi pertama. Hasil dari koreksi tersebut kemudian ditambahkan ke variabel pada iterasi awal (no1) untuk memperoleh nilai variabel pada iterasi pertama

$$\begin{bmatrix} x_1^{(1)} \\ x_2^{(1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} x_1^{(0)} \\ x_2^{(0)} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Delta x_1^{(1)} \\ \Delta x_2^{(1)} \end{bmatrix} \quad (3.9)$$

Persamaan 3.8 dan 3.9 ditulis kembali menggunakan simbol matriks dan *superscript* umum h untuk menunjukkan proses iterasi

$$\left[J^{h+1} \right] \left[\Delta x^h \right] = \left[\Delta F^{h-1} \right] \quad (3.10)$$

$$x^h = x^{h-1} + \Delta x^h$$

Algoritma ini diulangi sampai ΔF^h memenuhi angka toleransi yang ditentukan. Pada hampir semua masalah yang diselesaikan dengan algoritma ini dapat digunakan toleransi yang mendekati nol.

Terdapat beberapa cara yang berbeda dalam penerapan metode NR untuk menyelesaikan persamaan aliran daya (*load flow*). Bisa digunakan persamaan aliran daya bentuk *rectangular*, *polar*, atau *hybrid*. Untuk setiap bus generator (kecuali *slack bus*) memiliki persamaan daya aktif P_i dan sudut fasa yang belum diketahui θ_i . Persamaan tersebut dapat dituliskan sebagai berikut.

$$\Delta P_i = P_i^{sch} - P_i = 0 \quad (3.11)$$

Untuk setiap bus beban yang memiliki persamaan daya aktif P_i dan reaktif Q_i dimana $|V_i|$ dan θ_i yang tidak diketahui. Kedua persamaan tersebut dituliskan dalam bentuk:

$$\Delta P_i = P_i^{sch} - P_i = 0 \quad (3.12)$$

$$\Delta Q_i = Q_i^{sch} - Q_i = 0$$

Pada persamaan 3.12 terdapat “*sch*” yang menunjukkan daya aktif atau reaktif yang telah dijadwalkan atau ditentukan pada bus i . Persamaan 3.13 dan 3.14 merupakan persamaan aliran daya bila digunakan dalam bentuk polar.

$$P_i = \sum_{j=0}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (3.13)$$

$$Q_i = - \sum_{j=0}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (3.14)$$

Persamaan 3.13 dan 3.14 kemudian digunakan untuk mendapatkan bentuk umum dari penyelesaian persamaan aliran daya 3.15.

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} & \frac{\partial P_i}{\partial |V_j|} \\ \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} & \frac{\partial Q_i}{\partial |V_j|} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \frac{\Delta |V_i|}{|V_i|} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H_{ij} & N_{ij} \\ J_{ij} & L_{ij} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \frac{\Delta |V_i|}{|V_i|} \end{bmatrix} \quad (3.15)$$

Setelah mendapatkan daya dan tegangan tiap bus, maka dapat ditentukan matrik *Jacobian* untuk iterasi selanjutnya. Untuk menyederhanakan perhitungan, bagian yang mengandung tegangan pada setiap persamaan diubah untuk memperoleh besaran $(\Delta|V_i|/V_i)$. Elemen matriks *Jacobian* terdiri dari komponen H, N, J, dan L seperti pada persamaan 3.16 hingga persamaan 3.23.

Sub matriks *H*

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} = -|V_i||V_j||Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad \text{untuk } j \neq i \quad (3.16)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = \sum_{j \neq i} |V_i||V_j||Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (3.17)$$

Sub matriks *N*

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_j|} = |V_i||Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad \text{untuk } j \neq i \quad (3.18)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_i|} = 2|V_i||Y_{ii}| \cos(\theta_{ii}) + \sum_{j \neq i} |V_j||Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (3.19)$$

Sub matriks *J*

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} = -|V_i||V_j||Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad \text{untuk } j \neq i \quad (3.20)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} = \sum_{j \neq i} |V_i||V_j||Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (3.21)$$

Sub matriks *L*

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |V_j|} = -|V_i||Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad \text{untuk } j \neq i \quad (3.22)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |V_i|} = -2|V_i||Y_{ii}| \sin(\theta_{ii}) + \sum_{j \neq i} |V_j||Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (3.23)$$

Dari hasil perkalian persamaan diatas, didapatkan nilai $\Delta\theta_i$ dan $\Delta|V_i|$ yang digunakan untuk mendapatkan hasil sudut tegangan dan magnitude tegangan terbaru tiap bus.

$$\delta_i^{(n+1)} = \delta_i + \Delta\delta_i; |V_i|^{(n+1)} = |V_i|^n + \Delta|V_i| \quad (3.24)$$

Selanjutnya selisih antara daya aktif dan daya reaktif tiap bus yang baru dengan daya aktif dan reaktif yang lama akan dibandingkan dengan ketelitian yang telah ditentukan. Apabila nilai ketelitian yang diharapkan telah tercapai, maka proses iterasi selesai. Namun jika sebaliknya, iterasi akan tetap berlanjut saat nilai ketelitian belum tercapai.

3.2 Aliran Daya Newton Raphson Modifikasi [8]

Pada Bab 3.1 telah dijelaskan bagaimana perumusan dan perhitungan metode NR didapatkan. Sub bab ini akan dijelaskan mengenai metode NR modifikasi. Aliran daya NR modifikasi yang diusulkan adalah aliran daya tiga fasa dengan pendekatan satu fasa. Beban tiga fasa diasumsikan seimbang sehingga dapat dianggap sebagai satu fasa. Awal perhitungan adalah dengan mengasumsikan terdapat n buah bus pada sistem kelistrikan, bus pertama adalah *slack bus*. Terdapat bus ke- k , maka perumusan keseimbangan arus pada bus ini dapat dituliskan sebagai berikut.

$$(I_{gen,k} - I_{load,k}) - \sum_{i=1}^n Y_{ki} V_i = 0 \quad (3.25)$$

$I_{gen,k}$ menunjukkan arus generator pada bus k , $I_{load,k}$ menunjukkan arus beban pada bus k , Y_{ki} menunjukkan admitansi saluran dari bus k menuju bus i , dan V_i menunjukkan tegangan pada bus i . Beban dalam sistem tenaga diartikan sebagai daya, sehingga persamaan 3.25 dapat ditulis ulang menjadi persamaan 3.26.

$$F_k = \left(\frac{S_{gen,k} - S_{load,k}}{V_k} \right)^* - \sum_{i=1}^n Y_{ki} V_i \quad (3.26)$$

Pada metode NR menggunakan perhitungan *power mismatch* untuk mengestimasi fungsi percabangan. NR modifikasi sedikit berbeda. Pada NR modifikasi menggunakan perhitungan *current mismatch* untuk mengestimasi fungsi percabangan. *Current mismatch* pada bus k didefinisikan sebagai $F_k = G_k + jH_k$.

$$V_k = |V_k| \angle \delta_k; Y_{ki} = |Y_{ki}| \angle \theta_{ki} \quad (3.27)$$

$$S_{gen,k} - S_{load,k} = S_{sch,k} = |S_{sch,k}| \angle \varphi_k \quad (3.28)$$

Substitusi persamaan 3.27 dan 3.28 ke dalam persamaan 3.26, maka akan didapat bentuk lengkap *current mismatch* seperti berikut.

$$F_k = \left| \frac{S_{sch,k}}{V_k} \right| \angle (-\varphi_k + \delta_k) - \sum_{i=1}^n |Y_{ki} V_i| \angle (\theta_{ki} + \delta_i) = 0 \quad (3.29)$$

$$G_k = \left| \frac{S_{sch,k}}{V_k} \right| \cos(-\varphi_k + \delta_k) - \sum_{i=1}^n |Y_{ki} V_i| \cos(\theta_{ki} + \delta_i) = 0 \quad (3.30)$$

$$H_k = \left| \frac{S_{sch,k}}{V_k} \right| \sin(-\varphi_k + \delta_k) - \sum_{i=1}^n |Y_{ki} V_i| \sin(\theta_{ki} + \delta_i) = 0 \quad (3.31)$$

Persamaan 3.30 dan persamaan 3.31 merupakan bagian dari *current mismatch* pada bus k. *Mismatch* akan bernilai nol ketika semua tegangan bus yang tidak diketahui berhasil diselesaikan. Karena metode yang digunakan adalah NR, maka digunakan perumusan berikut. (*s* pada perumusan berikut menunjukkan *slack bus*).

$$G_k = \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq s}}^n \frac{\partial G_k}{\partial \delta_i} \Delta \delta_i + \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq s}}^n \frac{\partial G_k}{\partial |V_i|} \Delta |V_i| \quad (3.32)$$

$$H_k = \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq s}}^n \frac{\partial H_k}{\partial \delta_i} \Delta \delta_i + \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq s}}^n \frac{\partial H_k}{\partial |V_i|} \Delta |V_i| \quad (3.33)$$

Dibentuk matriks yang ringkas untuk mengupdate nilai solusi tegangan seperti pada persamaan berikut.

$$\begin{bmatrix} G \\ H \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial G}{\partial \delta} & \frac{\partial G}{\partial |V|} \\ \frac{\partial H}{\partial \delta} & \frac{\partial H}{\partial |V|} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} \quad (3.34)$$

Dengan bentuk matriks yang sama (persamaan 3.34), elemen matriks *Jacobian* dapat diturunkan dalam cara yang sama seperti pada metode NR standar.

Sub matriks J_1

$$\frac{\partial G_k}{\partial \delta_i} = -|V_i Y_{ki}| \sin(\theta_{ki} + \delta_i) \quad \text{untuk } k \neq i \quad (3.35)$$

$$\frac{\partial G_k}{\partial \delta_k} = -|V_k Y_{kk}| \sin(\theta_{kk} + \delta_k) + \left| \frac{S_{sch,k}}{V_k} \right| \sin(-\varphi_k + \delta_k) \quad (3.36)$$

Sub matriks J_2

$$\frac{\partial G_k}{\partial |V_i|} = -|Y_{ki}| \cos(\theta_{ki} + \delta_i) \quad \text{untuk } k \neq i \quad (3.37)$$

$$\frac{\partial G_k}{\partial |V_k|} = -|Y_{kk}| \cos(\theta_{kk} + \delta_k) + \left| \frac{S_{sch,k}}{V_k^2} \right| \cos(-\varphi_k + \delta_k) \quad (3.38)$$

Sub matriks J_3

$$\frac{\partial H_k}{\partial \delta_i} = |V_i Y_{ki}| \cos(\theta_{ki} + \delta_i) \quad \text{untuk } k \neq i \quad (3.39)$$

$$\frac{\partial H_k}{\partial \delta_k} = |V_k Y_{kk}| \cos(\theta_{kk} + \delta_k) - \left| \frac{S_{sch,k}}{V_k} \right| \cos(-\varphi_k + \delta_k) \quad (3.40)$$

Sub matriks J_4

$$\frac{\partial H_k}{\partial |V_i|} = |Y_{ki}| \sin(\theta_{ki} + \delta_i) \quad \text{untuk } k \neq i \quad (3.41)$$

$$\frac{\partial H_k}{\partial |V_k|} = |Y_{kk}| \sin(\theta_{kk} + \delta_k) + \left| \frac{S_{sch,k}}{V_k^2} \right| \sin(-\varphi_k + \delta_k) \quad (3.42)$$

Pada metode NR modifikasi, solusi iterasi menggunakan dengan $\Delta \delta$ dan $\Delta |V|$. Saat nilai tertentu dari *current mismatch* F lebih kecil dari *mismatch* yang diperbolehkan, maka solusi tegangan berhasil diperoleh.

Namun jika tidak, solusi tegangan pada iterasi sekarang (h) harus diupdate pada iterasi selanjutnya ($h+1$), seperti pada perumusan 3.43.

$$\begin{bmatrix} \delta \\ |V| \end{bmatrix}^{h+1} = \begin{bmatrix} \delta \\ |V| \end{bmatrix}^h + \begin{bmatrix} \Delta\delta \\ \Delta|V| \end{bmatrix}^h \quad (3.43)$$



Gambar 3.1 Flowchart solusi aliran daya NR modifikasi 3 fasa [8]

Tahapan dalam menyelesaikan aliran daya *Newton Raphson* modifikasi seperti *flowchart* pada Gambar 3.1, tahap-tahapnya adalah:

1. Memasukkan inisialisasi data beban, data saluran, data *grid* dan data tegangan. Untuk setiap bus, magnitude tegangan diset pada 1,0 pu dan sudut tegangan diset pada 0,0 derajat. Untuk saluran, nilai yang dimasukkan dalam besaran ohm (Ω). Untuk daya pada *load bus* diset sesuai data, sedangkan untuk daya pada *slack bus* diset nol.
2. Untuk *load bus*, dihitung nilai arus aktif (G) dan arus reaktif (H) seperti pada perumusan 3.30 dan 3.31.
3. Menghitung nilai elemen matriks *Jacobian* ($J1$, $J2$, $J3$, dan $J4$) menggunakan perumusan 3.35 hingga perumusan 3.42.
4. Melakukan *update* pada magnitude dan sudut tegangan pada masing-masing bus untuk mendapatkan nilai magnitude dan sudut tegangan yang baru menggunakan perumusan 3.43.
5. Melakukan tes konvergensi pada nilai magnitude dan sudut tegangan. Proses 1 hingga 4 terus dilakukan hingga mendapat nilai akurasi yang lebih kecil dari yang telah ditentukan hingga konvergen.
6. Setelah mencapai konvergensi, hasil analisis seperti aliran daya, profil tegangan, daya *grid* yang disuplai, drop tegangan, dan nilai kerugian daya ditampilkan.

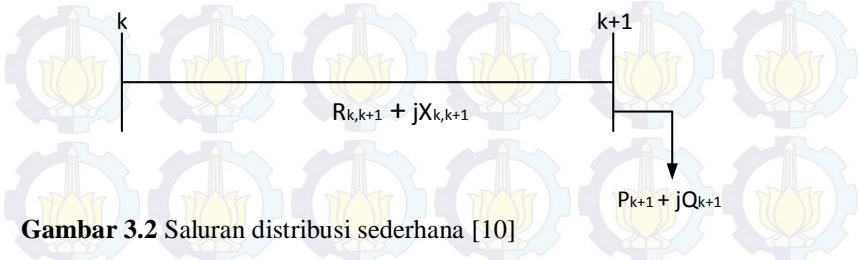
3.3 Indeks Kerugian

Para operator menggunakan indeks untuk mengetahui berapa daya yang bisa disediakan sistem terhadap beban. Sebuah indeks perlu digunakan baik secara *offline* maupun *online* untuk membantu para operator saat beroperasi *real time* dari suatu sistem tenaga atau dalam merancang dan merencanakan suatu operasi. Indeks harus sederhana, mudah diterapkan, dan tidak memerlukan perhitungan yang banyak, khususnya untuk pengawasan sistem *online*. Indeks dapat berdasarkan analisis statis maupun pemodelan dinamis dari sistem tenaga [9]. Dalam penelitian ini menggunakan sebuah DG, sebuah bank kapasitor, dan sebuah DG dan sssebuah bank kapasitor secara simultan untuk mengurangi kerugian daya sistem. Metode yang digunakan untuk menemukan lokasi DG dan bank kapasitor adalah *Loss Sensitivity Factor*.

3.3.1 *Loss Sensitivity Factor* [10]

Loss sensitivity factor (LSF) dihitung untuk menentukan lokasi penempatan DG maupun bank kapasitor. Perhitungan ini diestimasikan untuk membantu dalam mengurangi penggunaan operasi optimasi.

Gambar 3.2 merupakan saluran distribusi sederhana untuk menemukan perhitungan LSF.



Gambar 3.2 Saluran distribusi sederhana [10]

Gambar 3.2 menunjukkan saluran distribusi yang memiliki impedansi $R_{k,k+1} + jX_{k,k+1}$ dari bus k menuju ke bus $k+1$. Pada bus $k+1$ terdapat sebuah beban $P_{k+1} + jQ_{k+1}$. Rugi daya aktif pada saluran antara bus k dan $k+1$ dirumuskan sebagai berikut.

$$P_{Loss_k,k+1} = R_{k,k+1} * \left(\frac{P_{k+1}^2 + Q_{k+1}^2}{|V_{k+1}|^2} \right) \quad (3.45)$$

Persamaan 3.46 merupakan turunan persamaan 3.45 terhadap P_{k+1} , dan persamaan 3.47 jika diturunkan terhadap Q_{k+1} .

$$\frac{\partial P_{Loss_k,k+1}}{\partial P_{k+1}} = \frac{2 * P_{k+1} * R_{k,k+1}}{|V_{k+1}|^2}, \quad \text{untuk lokasi DG} \quad (3.46)$$

$$\frac{\partial P_{Loss_k,k+1}}{\partial Q_{k+1}} = \frac{2 * Q_{k+1} * R_{k,k+1}}{|V_{k+1}|^2}, \quad \text{untuk lokasi bank kapasitor} \quad (3.47)$$

LSF dihitung setelah *load flow* dan nilai LSF pada setiap saluran akan ditampilkan. Persamaan 3.46 untuk menemukan lokasi DG dan persamaan 3.47 untuk menemukan lokasi bank kapasitor. Saluran dengan nilai LSF terbesar merupakan lokasi untuk penempatan DG maupun kapasitor. DG dan bank kapasitor pada penelitian ini diinjeksikan secara manual pada setiap *case*. Kapasitas daya maksimal DG adalah tetap sebesar 50% dari total kapasitas penyulang pada bus yang telah ditentukan. Sedangkan kapasitas daya reaktif kapasitor yang diinjeksikan adalah tetap sebesar 100% dari total kapasitas penyulang pada bus yang telah ditentukan [2].

BAB IV SIMULASI DAN ANALISIS

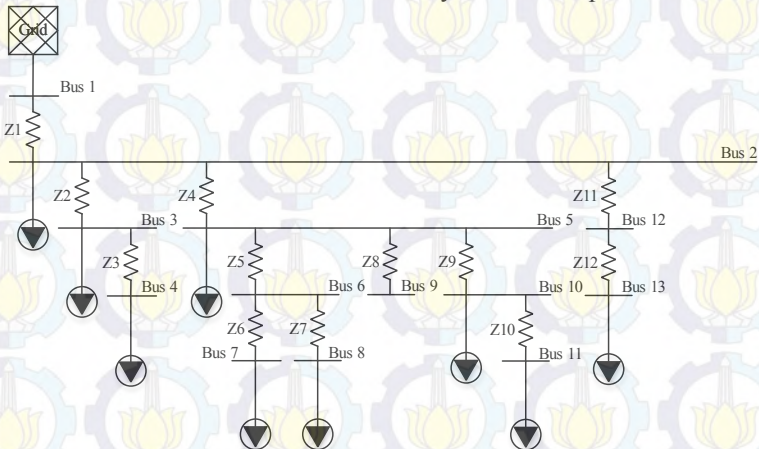
4.1 Simulasi Aliran Daya IEEE-13 Bus Modifikasi

Dengan mendapatkan perumusan analisis aliran daya, maka langkah selanjutnya adalah mempersiapkan data-data yang terdapat pada sistem distribusi. Sistem distribusi yang digunakan untuk simulasi adalah saluran distribusi IEEE 13 bus modifikasi. Data-data yang diperlukan adalah data beban tiap bus dan data saluran. Simulasi aliran daya menggunakan *software* Matlab. Hasil dari program Matlab adalah hasil analisis aliran daya pada tiap saluran, kerugian daya pada tiap saluran, dan perhitungan LSF tiap penyulang.

Untuk menguji aliran daya aktif 3 fasa metode NR modifikasi, maka terdapat beberapa *case* sebagai berikut.

- *Case 1* adalah aliran daya pasif
- *Case 2* adalah aliran daya aktif dengan menginjeksikan sebuah DG
- *Case 3* adalah aliran daya pasif dengan menginjeksikan sebuah bank kapasitor
- *Case 4* adalah aliran daya aktif dengan menginjeksikan sebuah DG dan bank kapasitor secara simultan

Berikut ini adalah hasil simulasi aliran daya untuk setiap *case* tersebut.



Gambar 4.1 SLD sistem distribusi IEEE 13 bus modifikasi

Standar IEEE memiliki banyak konfigurasi sistem, salah satunya adalah sistem distribusi. Pada penelitian ini digunakan sistem distribusi radial IEEE 13 bus modifikasi. Data-data seperti konfigurasi plan, data saluran, data beban, data transformator, dan data lain seperti konfigurasi saluran telah diunduh dari situs resmi IEEE secara legal.

Tabel 4.1 Data saluran IEEE 13 bus modifikasi

Dari Bus	Ke Bus	Impedansi Saluran	
		R	X
1	2	0,12947	0,39147
2	3	0,08375	0,08535
3	4	0,05025	0,05121
2	5	0,12947	0,39147
5	6	0,05025	0,05121
6	7	0,02517	0,02552
6	8	0,06780	0,02587
5	9	0,06473	0,19573
5	10	0,01	0,01
10	11	0,07530	0,04093
2	12	0,07082	0,11334
12	13	0,38072	0,69222

Tabel 4.2 Data beban IEEE 13 bus modifikasi

No. Bus	Beban	
	P (MW)	Q (MVar)
2	0,06667	0,03867
3	0,05667	0,04167
4	0,07667	0,044
5	0,385	0,22
7	0,05667	0,02667
8	0,04267	0,02867
10	0,05667	0,05033
11	0,281	0,154
13	0,133	0,097

IEEE-13 bus memiliki 13 buah penyulang dengan konfigurasi radial tanpa pemisahan jalur fasa. Impedansi saluran berupa satuan ohm ($R+jX$). Tegangan awal diasumsikan sebagai 1 pu dan sudut tegangan awal diasumsikan 0°. Beban diasumsikan sebagai beban dengan konstan MVA serta beban dalam satuan MW dan MVar. Pada Gambar 4.1 terlihat

bahwa sistem ini memiliki 9 buah beban, data beban tersaji pada Tabel 4.2. Sedangkan data impedansi saluran seperti pada Tabel 4.1.

4.2 Analisis Aliran Daya Pasif

Sub bab ini membahas tentang *base case* yaitu aliran daya pasif. Sebuah plan atau sistem kelistrikan akan disebut pasif saat tidak ada sumber energi listrik lain yang mensuplai kebutuhan daya. Atau juga dapat disebut bahwa hanya ada sebuah sumber energi listrik dari *grid*. Dengan menggunakan metode NR modifikasi didapatkan hasil aliran daya untuk sistem distribusi ini. Total iterasi yang diperlukan untuk mencapai konvergen sebanyak 3 kali dengan maksimal *current mismatch* sebesar $4,2902 \times 10^{-7}$. Tabel 4.3 menunjukkan magnitudo tegangan dan sudut tegangan setelah *load flow*. Karena simulasi aliran daya NR modifikasi tiga fasa dilakukan dengan pendekatan satu fasa, maka tabel hanya menunjukkan satu fasa, yang sudah mewakili dua fasa yang lain. Dari tabel pula didapatkan bahwa tegangan pada bus 1 (*slack bus*) tetap bernilai 1 pu dan sudut tegangan 0° . Bus 11 merupakan salah satu bus terjauh dari *grid*, hal ini membuat bus 11 memiliki tegangan yang paling rendah daripada bus lain dengan nilai tegangan sebesar 3,9689 KV dan sudut fasa bergeser sebesar $-2,1590^\circ$.

Tabel 4.3 Hasil tegangan *case 1* IEEE 13 bus modifikasi

No	Tegangan	
Bus	Magnitudo (KV)	Sudut ($^\circ$)
1	4,1600	0,0000
2	4,0518	-1,2304
3	4,0472	-1,2451
4	4,0457	-1,2511
5	3,9772	-2,1545
6	3,9753	-2,1628
7	3,9747	-2,1656
8	3,9743	-2,1598
9	3,9772	-2,1545
10	3,9759	-2,1593
11	3,9689	-2,1590
12	4,0467	-1,2592
13	4,0174	-1,4548

Tabel 4.4 menunjukkan hasil aliran daya dari *case 1*. Terlihat pada Tabel bahwa *grid* mensuplai daya aktif total sebesar 1179,155 KW dan daya reaktif total sebesar 769,909 KVAR. Dengan daya total tersebut, *grid* menyalurkan arus sebesar 655,11 A dari bus 1 ke seluruh sistem. Nilai aliran daya dari bus 5 ke bus 9 adalah nol, ini dikarenakan tidak ada beban pada bus 9.

Tabel 4.4 Hasil aliran daya *case 1* IEEE 13 bus modifikasi

Bus		Aliran Daya			Kerugian Sistem		
Dari	Ke	Arus (A)	P(KW)	Q(KVAR)	Vd(%)	P(KW)	Q(KVAR)
1	2	195,445	1179,155	769,909	2,601	14,837	44,862
2	3	22,613	133,357	85,691	0,110	0,128	0,131
3	4	12,615	76,667	44,000	0,036	0,024	0,024
2	5	138,267	822,648	480,085	1,792	7,426	22,453
5	6	16,517	99,351	55,344	0,047	0,041	0,042
6	7	9,097	56,667	26,667	0,013	0,006	0,006
6	8	7,467	42,667	28,667	0,022	0,011	0,004
5	9	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
5	10	57,394	338,157	204,600	0,033	0,099	0,099
10	11	46,612	281,000	154,000	0,166	0,491	0,267
2	12	23,668	133,973	97,830	0,122	0,119	0,190
12	13	23,668	133,333	96,667	0,705	0,640	1,163
Total					5,648	23,822	69,242

Setiap saluran yang menghubungkan bus satu dengan bus lain menghasilkan sebuah kerugian saluran. Kerugian saluran berupa drop tegangan dan rugi-rugi daya. Tabel 4.4 juga menunjukkan nilai kerugian sistem distribusi. Pada penelitian ini tidak akan membahas terlalu banyak pada drop tegangan, namun lebih membahas mengenai rugi-rugi daya pada saluran. Drop tegangan pada tabel untuk menunjukkan bahwa kerugian daya juga menyebabkan turunnya tegangan pada bus. Berdasarkan tabel, kerugian daya terbesar adalah pada saluran pertama yang menghubungkan bus 1 ke bus 2. Saluran ini menyebabkan kerugian daya aktif sebesar 14,837 KW dan kerugian daya reaktif sebesar 44,862 KVAR. Dengan analisis langsung dapat diartikan bahwa kerugian daya terbesar adalah pada saat awal percabangan terjadi. Ini dibuktikan dengan kerugian daya yang terdapat pada saluran yang menghubungkan bus 1 dan

bus 2. Bus 2 merupakan titik awal percabangan dari sistem. Saluran yang menghubungkan bus 5 ke bus 9 tidak memiliki kerugian daya dikarenakan tidak terdapat beban pada bus 9. Rugi daya aktif total adalah 23,822 KW dan rugi daya reaktif total adalah 69,242 KVAR.

4.3 Analisis Aliran Daya dengan Injeksi DG

Pada sub bab 4.2 telah dilakukan simulasi aliran daya NR modifikasi dimana hasil *output* simulasi didapatkan aliran daya pada sistem. Selain hasil aliran daya juga didapatkan solusi penempatan lokasi DG. Penempatan lokasi DG dilakukan dengan memasukkan perumusan LSF seperti yang telah dibahas pada bab sebelumnya. Tabel 4.5 menunjukkan LSF. Diketahui dari Tabel 4.5 bahwa nilai LSF terkecil adalah pada bus 9 (nilai LSF 0).

Tabel 4.5 LSF DG *case* 2 IEEE 13 bus modifikasi

Bus	LSF untuk DG
2	0,0183644
3	0,0013637
4	0,0004707
5	0,0134664
6	0,0006318
7	0,0001806
8	0,0003663
9	0,0000000
10	0,0004278
11	0,0026865
12	0,0011588
13	0,0062905

Bus 9 merupakan bus *dead-end* yang berarti bus ini tidak memiliki beban. Nilai LSF terkecil kedua adalah bus 7 dengan nilai LSF sebesar 0,0001806. Untuk nilai LSF terbesar adalah pada bus 2 dengan nilai total LSF sama dengan 0,1938567. Sesuai dengan perumusan LSF, bus yang memiliki nilai LSF terbesar merupakan lokasi untuk diinjeksikan DG. Sehingga penempatan lokasi adalah pada bus 2.

Dengan didapatkannya lokasi DG, selanjutnya adalah menentukan kapasitas DG. Menurut [2] bahwa kapasitas maksimal DG yang akan diinjeksikan adalah tetap, sebesar 50% dari total kapasitas yang dialirkan sistem setelah hasil *load flow*. Pada bus 2 mengalirkan daya aktif sebesar 1179,155 KW dan daya reaktif sebesar 769,909 KVAR. Sesuai dengan kebutuhan sistem, kapasitas DG yang diinjeksikan adalah 566 KW daya aktif dan 387 KVAR daya reaktif. DG dimodelkan sebagai PV bus dengan rating daya 2000 KW dan rating tegangan 4,16 KV. Kemudian dilakukan simulasi dan hasil simulasi ditunjukkan pada Tabel 4.6 dan Tabel 4.7.

Tabel 4.6 Hasil tegangan *case 2* IEEE 13 bus modifikasi

No Bus	Tegangan	
	Magnitude (KV)	Sudut (°)
1	4,1600	0,0000
2	4,1088	-0,6384
3	4,1043	-0,6527
4	4,1028	-0,6586
5	4,0353	-1,5366
6	4,0333	-1,5447
7	4,0328	-1,5474
8	4,0324	-1,5417
9	4,0353	-1,5366
10	4,0339	-1,5413
11	4,0271	-1,5409
12	4,1037	-0,6665
13	4,0748	-0,8566

Untuk mencapai konvergen dibutuhkan waktu 0,407214 detik, total iterasi sebanyak 3 kali dengan maksimal *current mismatch* sebesar $1,23636 \times 10^{-7}$. Terlihat pada Tabel 4.6 bahwa tegangan pada bus 1 (*slack bus*) tetap bernilai 1 pu dan sudut fasa 0° . Bus 11 merupakan salah satu bus terjauh dari *grid*, hal ini membuat bus 11 memiliki tegangan yang paling rendah daripada bus lain dengan tegangan sebesar 4,0271 KV.

Tabel 4.7 menunjukkan hasil aliran daya dari *case 2*. *Grid* mensuplai daya aktif total sebesar 601,678 KW dan daya reaktif total sebesar 348,283 KVAR. Dengan daya total tersebut, *grid* menyalurkan arus sebesar 601,678 A dari bus 1 menuju seluruh sistem. Terjadi

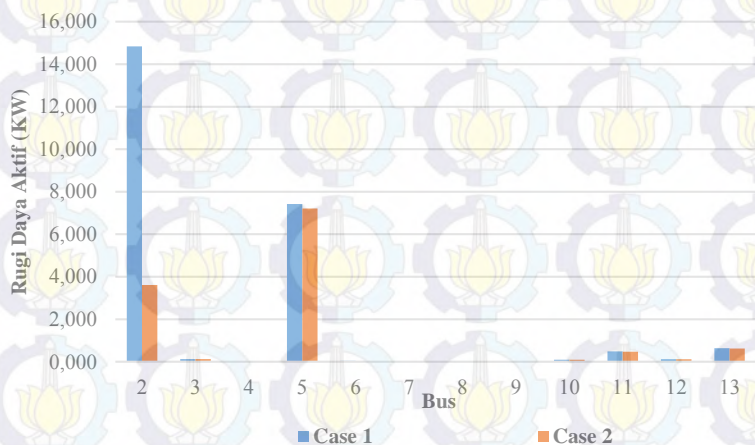
perubahan aliran daya setelah diinjeksikan DG. Aliran daya pada bus 2 mulanya adalah 1.179,155 KW dan 769,909 KVAR, sekarang menjadi 601,678 KW dan 348,283 KVAR. Terjadi penurunan aliran daya pada sistem dengan total mencapai setengah dari keadaan *case 1*. Aliran daya terbesar sekarang adalah pada bus 5 dengan total daya aktif sebesar 822,630 KW dan 480,073 KVAR. Bus 5 nantinya dapat diajukan sebagai calon penempatan lokasi DG yang kedua jika dikehendaki ada dua buah DG yang akan dipasang pada sistem. Bus 9 tidak teralirkan daya, ini dikarenakan tidak ada beban pada bus tersebut, sehingga tidak ada arus yang mengalir pada bus ini.

Tabel 4.7 Hasil aliran daya *case 2* IEEE 13 bus modifikasi

Bus		Aliran Daya			Kerugian Sistem		
Dari	Ke	Arus (A)	P(KW)	Q(KVAR)	Vd(%)	P(KW)	Q(KVAR)
1	2	96,486	601,678	348,283	1,232	3,616	10,933
2	3	22,298	133,357	85,690	0,108	0,125	0,127
3	4	12,439	76,667	44,000	0,036	0,023	0,024
2	5	136,274	822,630	480,073	1,766	7,213	21,810
5	6	16,279	99,350	55,344	0,047	0,040	0,041
6	7	8,966	56,667	26,667	0,013	0,006	0,006
6	8	7,360	42,667	28,667	0,022	0,011	0,004
5	9	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
5	10	56,565	338,143	204,592	0,032	0,096	0,096
10	11	45,939	281,000	154,000	0,164	0,477	0,259
2	12	23,334	133,955	97,797	0,121	0,116	0,185
12	13	23,334	133,333	96,667	0,695	0,622	1,131
Total					4,234	12,345	34,617

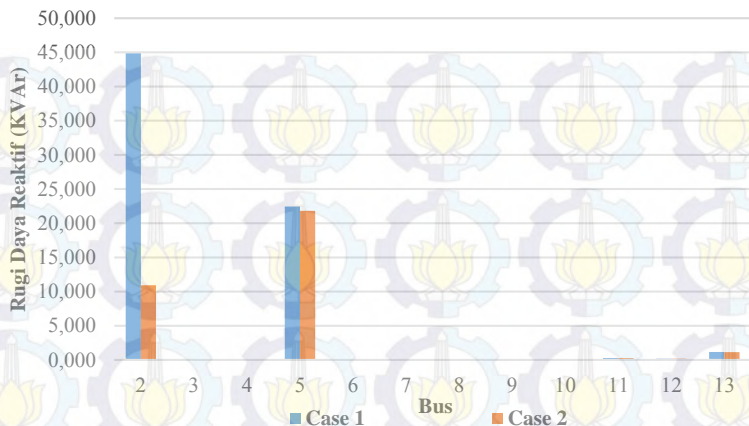
Kerugian saluran distribusi disajikan juga dalam Tabel 4.7. Pada penelitian ini tidak akan membahas terlalu banyak pada drop tegangan, namun lebih membahas mengenai rugi-rugi daya pada saluran. Drop tegangan pada tabel untuk menunjukkan bahwa kerugian daya saluran juga menyebabkan turunnya tegangan pada bus. Berdasarkan Tabel, rugi-rugi daya saluran pertama yang menghubungkan bus 1 ke bus 2 menurun dari keadaan *case 1*. Setelah terdapat injeksi DG, saluran ini menyebabkan kerugian daya aktif sebesar 3,616 KW dan kerugian daya reaktif sebesar 10,933 KVAR. Injeksi DG juga mengakibatkan saluran ini

tidak lagi menjadi saluran dengan kerugian daya terbesar. Kerugian daya terbesar sekarang adalah pada saluran yang menghubungkan bus 2 ke bus 5. Saluran tersebut menyebabkan kerugian daya aktif sebesar 7,213 KW dan kerugian daya reaktif 21,810 KVAR. Dengan analisis langsung, dari keadaan dua saluran tersebut dapat diartikan bahwa kerugian daya terbesar sebelumnya (bus 2) telah diturunkan dengan adanya injeksi DG. Sedangkan bus 5 yang sebelumnya juga sebagai salah satu yang memiliki kerugian daya terbesar telah diakomodasi kerugian dayanya.



Gambar 4.2a Grafik kerugian daya aktif antara *case 1* dan *case 2*

Jika dijumlah, maka total rugi daya aktif adalah 12,345 KW. Dan total rugi daya reaktif adalah 34,617 KVAR. Pada sub bab sebelumnya didapatkan kerugian daya sebesar 23,822 KW dan 69,242 KVAR. Pada penelitian ini injeksi sebuah DG dapat menurunkan kerugian daya sebesar 11,477 KW dan 34,625 KVAR atau dalam persen maka penurunan sekitar 50,9%. Hal ini terbukti bahwa injeksi DG telah menurunkan kerugian daya pada tiap bus, yang juga mempengaruhi *load flow* pada keseluruhan sistem. Gambar 4.2 menunjukkan trend aktifitas perubahan kerugian daya saat *case 1* dan saat *case 2*. Gambar 4.2a menunjukkan aktifitas perubahan kerugian daya aktif, sedangkan Gambar 4.2b menunjukkan aktifitas perubahan kerugian daya reaktif.



Gambar 4.2b Grafik kerugian daya reaktif antara *case 1* dan *case 2*

4.4 Analisis Aliran Daya dengan Injeksi Bank Kapasitor

Pada sub bab 4.2 telah dilakukan simulasi aliran daya NR modifikasi dan didapatkan hasil *output* aliran daya pada sistem. Selain hasil aliran daya juga didapatkan solusi penempatan lokasi bank kapasitor. Tabel 4.8 menunjukkan LSF masing-masing bus. Berdasarkan Tabel ini, indeks LSF terkecil adalah pada bus 9 (indeks LSF sama dengan 0). Bus 9 merupakan bus *dead-end* yang berarti bus ini tidak memiliki beban. Indeks LSF terkecil kedua adalah bus 7 dengan indeks LSF sebesar 0,0000850. Indeks LSF terbesar adalah pada bus 2 dengan indeks LSF total sama dengan 0,0114359. Sesuai dengan perumusan LSF, bus yang memiliki indeks LSF terbesar merupakan lokasi untuk diinjeksikan sebuah bank kapasitor. Sehingga penempatan lokasi bank kapasitor adalah pada bus 2.

Tabel 4.8 LSF bank kapasitor *case 3* IEEE 13 bus modifikasi

Bus	LSF untuk Bank Kapasitor
2	0,0114359
3	0,0008763
4	0,0002702
5	0,0078588
6	0,0003520

Tabel 4.8 LSF bank kapasitor *case 3* IEEE 13 bus modifikasi (lanjutan)

Bus	LSF untuk Bank Kapasitor
7	0,0000850
8	0,0002461
9	0,0000000
10	0,0002589
11	0,0014723
12	0,0008462
13	0,0045606

Setelah mendapatkan lokasi bank kapasitor, langkah selanjutnya adalah menentukan kapasitas bank kapasitor. Menurut [2], kapasitas maksimal bank kapasitor yang akan diinjeksikan adalah tetap, sebesar 100% dari total kapasitas yang dialirkan sistem pada bus 2 setelah hasil *load flow*. Bus 2 mengalirkan total daya reaktif sebesar 769,909 KVar. Untuk menjaga persyaratan *power balance*, total daya reaktif bank kapasitor yang diinjeksikan adalah 700 KVar. Kemudian dilakukan simulasi dan hasil simulasi seperti pada Tabel 4.9 dan Tabel 4.10.

Tabel 4.9 Hasil tegangan *case 3* IEEE 13 bus modifikasi

No	Tegangan	
	Magnitude (KV)	Sudut (°)
1	4,1600	0,0000
2	4,1197	-1,5132
3	4,1152	-1,5274
4	4,1137	-1,5332
5	4,0464	-2,4064
6	4,0445	-2,4145
7	4,0439	-2,4172
8	4,0436	-2,4116
9	4,0464	-2,4064
10	4,0451	-2,4111
11	4,0383	-2,4108
12	4,1147	-1,5411
13	4,0858	-1,7302

Untuk mencapai konvergen dibutuhkan waktu 0,388787 detik, total iterasi sebanyak 3 kali dengan maksimal *current mismatch* sebesar $3,87266 \times 10^{-7}$. Terlihat pada Tabel 4.9 bahwa tegangan pada bus 1 (*slack bus*) tetap bernilai 1 pu tiap fasa dan sudut fasa 0° . Bus 11 merupakan salah satu bus terjauh dari *grid*, hal ini membuat bus 11 memiliki tegangan yang paling rendah daripada bus lain dengan tegangan sebesar 4,0383 KV.

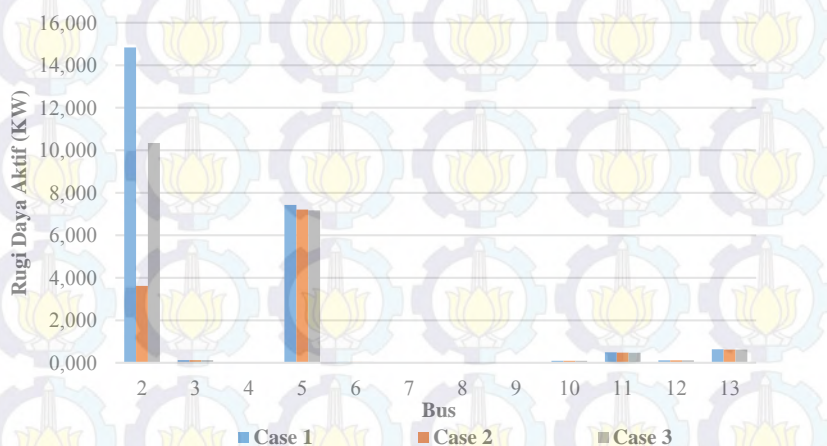
Tabel 4.10 menunjukkan hasil aliran daya dari *case 3*. Terlihat pada Tabel bahwa *grid* mensuplai daya aktif total sebesar 1174,355 KW dan daya reaktif total sebesar 55,487 KVAR. Dengan daya total tersebut, *grid* menyalurkan arus per fasa sebesar 163,166 A dari bus 1 menuju ke seluruh sistem. Terjadi perubahan aliran daya setelah diinjeksikan bank kapasitor. Aliran daya pada bus 2 mulanya adalah 1.179,155 KW dan 769,909 KVAR, sekarang menjadi 1174,355 KW dan 55,487 KVAR. Tidak terjadi penurunan daya aktif yang besar dari keadaan *case 1*. Namun terjadi penurunan aliran daya reaktif yang cukup besar dari keadaan *case 1*. Aliran daya terbesar sekarang masih tetap pada bus 2. Nilai daya reaktif pada bus tersebut bukan lagi yang terbesar dibandingkan bus lain pada sistem. Aliran daya reaktif terbesar adalah pada bus 5 sebesar 480,071 KVAR.

Tabel 4.10 Hasil aliran daya *case 3*

Bus		Aliran Daya			Kerugian Sistem		
Dari	Ke	Arus (A)	P(KW)	Q(KVAR)	Vd(%)	P(KW)	Q(KVAR)
1	2	163,166	1174,355	55,487	0,970	10,341	31,267
2	3	22,239	133,357	85,690	0,108	0,124	0,127
3	4	12,406	76,667	44,000	0,036	0,023	0,024
2	5	135,899	822,626	480,071	1,761	7,173	21,690
5	6	16,234	99,350	55,344	0,047	0,040	0,040
6	7	8,941	56,667	26,667	0,013	0,006	0,006
6	8	7,339	42,667	28,667	0,022	0,011	0,004
5	9	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
5	10	56,409	338,141	204,591	0,032	0,095	0,095
10	11	45,812	281,000	154,000	0,163	0,474	0,258
2	12	23,271	133,952	97,791	0,120	0,115	0,184
12	13	23,271	133,952	97,791	0,693	0,619	1,125
Total					3,964	19,021	54,820

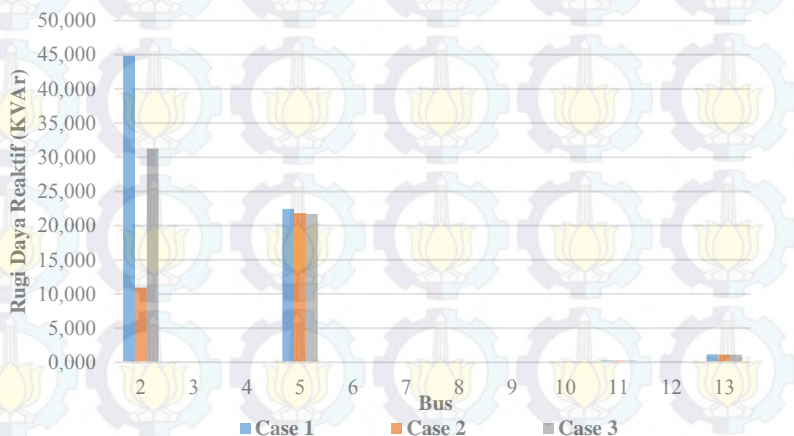
Bus 5 nantinya dapat diperhitungkan sebagai calon penempatan lokasi bank kapasitor yang kedua jika dikehendaki ada dua buah bank kapasitor yang akan dipasang pada sistem. Bus 9 tidak teralirkan daya, ini dikarenakan tidak ada beban pada bus tersebut, sehingga tidak ada arus yang mengalir pada bus ini.

Kerugian saluran distribusi disajikan pula dalam Tabel 4.10. Pada penelitian ini tidak akan membahas terlalu banyak pada drop tegangan, namun lebih membahas mengenai rugi-rugi daya pada saluran. *Drop* tegangan pada tabel untuk menunjukkan bahwa kerugian daya saluran juga menyebabkan turunnya tegangan pada bus. Berdasarkan Tabel, rugi-rugi daya saluran pertama yang menghubungkan bus 1 ke bus 2 menurun dari keadaan *case* 1. Saat terdapat injeksi bank kapasitor, saluran ini menyebabkan kerugian total daya aktif sebesar 3,616 KW dan kerugian daya reaktif sebesar 10,933 KVAR. Namun Injeksi bank kapasitor pada saluran ini tidak begitu banyak merubah aliran daya pada sistem jika dibandingkan saat *case* 2. Ini dikarenakan pada saat *case* 2, baik daya aktif maupun daya reaktif keduanya dikompensasi. Berbeda dengan *case* 3 yang hanya melakukan kompensasi pada daya reaktif. Sehingga saat dilakukan analisis pada tabel, nilai kerugian daya reaktif terbesar masih berada pada saluran pertama.



Gambar 4.3a Grafik kerugian daya aktif dari *case* 1 hingga *case* 3

Saat dijumlah, maka total rugi daya aktif adalah 19,021 KW. Dan total rugi daya reaktif adalah 54,280 KVA_r. Pada *case 1* didapatkan kerugian daya sebesar 23,822 KW dan 69,242 KVA_r. Pada *case 2* didapatkan kerugian daya sebesar 11,477 KW dan 34,625 KVA_r. Pada penelitian ini injeksi bank kapasitor dapat menurunkan kerugian daya sebesar 4,801 KW dan 14,422 KVA_r atau dalam persen maka penurunan sekitar 20,5%. Meskipun kerugian daya yang dikompensasi tidak lebih banyak dibandingkan saat *case 2*. Namun dari nilai tersebut cukup dapat membuktikan bahwa injeksi bank kapasitor telah menurunkan kerugian daya pada tiap bus, yang juga mempengaruhi *load flow* pada keseluruhan sistem. Gambar 4.3 menunjukkan aktifitas perubahan kerugian daya saat *case 1*, *case 2*, dan saat *case 3*. Gambar 4.3a menunjukkan aktifitas perubahan kerugian daya aktif, sedangkan Gambar 4.3b menunjukkan aktifitas perubahan kerugian daya reaktif.



Gambar 4.3b Grafik kerugian daya reaktif dari *case 1* hingga *case 3*

4.5 Analisis Aliran Daya dengan Injeksi DG dan Bank Kapasitor

Case 1 telah dilakukan simulasi aliran daya NR modifikasi dan didapatkan hasil *output* aliran daya pada sistem distribusi radial. Selain hasil aliran daya, juga didapatkan solusi penempatan lokasi DG dan bank kapasitor. Tabel 4.11 menunjukkan LSF pada masing-masing bus. Berdasarkan tabel ini, bus 9 memiliki nilai LSF untuk keduanya adalah nol. Hal ini dikarenakan bus 9 merupakan bus *dead-end* yang berarti bus

ini tidak memiliki beban. Pada bus 7 terlihat memiliki nilai LSF terkecil kedua setelah bus 9. Bus 7 memiliki nilai LSF DG sebesar 0,0001806 dan nilai LSF bank kapasitor sebesar 0,0000850. Terlihat pula dalam tabel, bus 2 memiliki nilai LSF DG dan LSF bank kapasitor terbesar dengan nilai LSF DG sama dengan 0,0183644 serta nilai LSF bank kapasitor sama dengan 0,0114359. Sesuai dengan perumusan diawal bahwa bus yang memiliki indeks LSF DG yang terbesar maka bus tersebut merupakan lokasi untuk diinjeksikan bank kapasitor. Begitu juga dengan LSF bank kapasitor, bus yang memiliki nilai LSF bank kapasitor terbesar merupakan lokasi untuk diinjeksikan DG. Sehingga penempatan lokasi untuk DG dan bank kapasitor adalah pada bus 2.

Tabel 4.11 LSF DG dan bank kapasitor *case 4* IEEE 13 bus modifikasi

Bus	LSF untuk DG	LSF untuk bank kapasitor
2	0,0183644	0,0114359
3	0,0013637	0,0008763
4	0,0004707	0,0002702
5	0,0134664	0,0078588
6	0,0006318	0,0003520
7	0,0001806	0,0000850
8	0,0003663	0,0002461
9	0,0000000	0,0000000
10	0,0004278	0,0002589
11	0,0026865	0,0014723
12	0,0011588	0,0008462
13	0,0062905	0,0045606

Setelah mendapatkan lokasi DG dan bank kapasitor, langkah selanjutnya yaitu menentukan kapasitas keduanya. Menurut [2], untuk injeksi DG dan bank kapasitor secara simultan, kapasitas maksimal DG yang diinjeksikan adalah tetap sebesar 50% dan kapasitas maksimal bank kapasitor juga sama tetap sebesar 100% dari total kapasitas yang dialirkan sistem setelah hasil *load flow*. Bus 2 mengalirkan daya aktif sebesar 1.179,155 KW dan daya reaktif sebesar 769,909 KVAR. Sesuai dengan kebutuhan sistem tersebut, kapasitas DG yang diinjeksikan adalah 566 KW untuk daya aktif dan 387 KVAR untuk daya reaktif. Sedangkan kapasitas bank kapasitor yang diinjeksikan adalah 340 KVAR. DG

dimodelkan sebagai PV bus dengan rating daya 2000 KW dan rating tegangan 4,16 KV. Kemudian dilakukan simulasi dengan hasil simulasi seperti pada Tabel 4.12 dan Tabel 4.13.

Tabel 4.12 Hasil tegangan *case 4* IEEE 13 bus modifikasi

No Bus	Tegangan	
	Magnitude (KV)	Sudut (°)
1	4,1600	0,0000
2	4,1042	-0,6187
3	4,0997	-0,6330
4	4,0982	-0,6389
5	4,0307	-1,5189
6	4,0287	-1,5270
7	4,0282	-1,5297
8	4,0278	-1,5240
9	4,0307	-1,5189
10	4,0293	-1,5236
11	4,0225	-1,5232
12	4,0992	-0,6468
13	4,0703	-0,8374

Untuk mencapai konvergen dibutuhkan waktu 0,418639 detik, total iterasi sebanyak 3 kali dengan maksimal *current mismatch* sebesar $1,13408 \times 10^{-7}$. Pada Tabel 4.12 didapatkan bahwa tegangan pada bus 1 (*slack bus*) tetap bernilai 1 pu dan sudut 0°. Bus 11 merupakan salah satu bus terjauh dari *grid*, hal ini membuat bus 11 memiliki tegangan yang paling rendah daripada bus lain dengan tegangan sebesar 4,0225 KV.

Tabel 4.13 menunjukkan hasil aliran daya dari *case 4*. Dapat dilihat bahwa *grid* mensuplai daya aktif sebesar 600,620 KW dan daya reaktif sebesar 5,128 KVAR. Dengan daya tersebut, *grid* menyalurkan arus sebesar 83,361 A dari bus 1 menuju seluruh sistem. Terjadi perubahan aliran daya setelah pengijeksian kedua elemen (DG dan bank kapasitor). Aliran daya pada bus 2 awalnya adalah 1.179,155 KW dan 769,909 KVAR, sekarang menjadi 600,62 KW dan 5,128 KVAR. Terjadi penurunan aliran daya yang cukup besar dari keadaan *case 1*. Baik daya aktif maupun daya reaktif terjadi penurunan aliran daya. Aliran daya terbesar sekarang adalah pada bus 5 dengan daya aktif sebesar 822,620

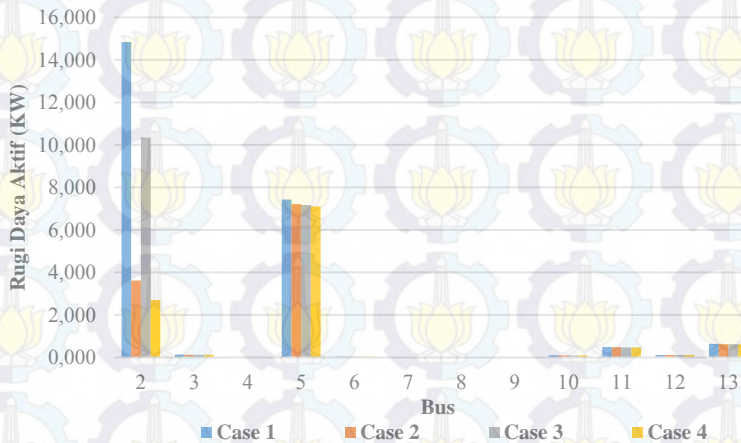
KW dan 480,066 KVA_r. Aliran daya reaktif terbesar adalah pada bus 5 sebesar 480,066. Bus 5 nantinya dapat diperhitungkan sebagai calon penempatan lokasi DG yang kedua jika dikehendaki ada dua buah DG yang akan dipasang pada sistem. Juga bila dikehendaki terdapat dua buah bank kapasitor, bus 5 merupakan calon penempatan lokasi bank kapasitor. Karena hasil LSF menunjukkan bahwa bus 5 memiliki nilai LSF terbesar. Bus 9 tidak teralirkan daya, ini dikarenakan tidak ada beban pada bus tersebut, sehingga tidak ada arus yang mengalir pada bus ini.

Tabel 4.13 Hasil aliran daya *case 4* IEEE 13 bus modifikasi

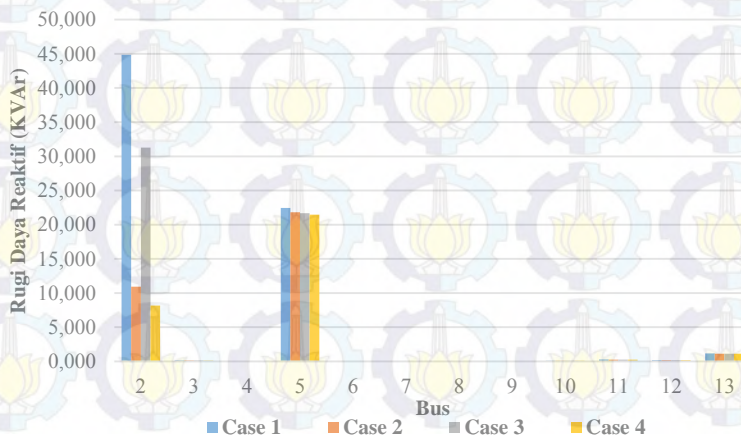
Bus		Aliran Daya			Kerugian Sistem		
Dari	Ke	Arus (A)	P(KW)	Q(KVA _r)	Vd(%)	P(KW)	Q(KVA _r)
1	2	83,361	600,620	5,128	0,452	2,699	8,161
2	3	22,123	133,356	85,690	0,107	0,123	0,125
3	4	12,341	76,667	44,000	0,035	0,023	0,023
2	5	135,165	822,620	480,066	1,752	7,096	21,456
5	6	16,147	99,350	55,344	0,046	0,039	0,040
6	7	8,893	56,667	26,667	0,012	0,006	0,006
6	8	7,300	42,667	28,667	0,021	0,011	0,004
5	9	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
5	10	56,104	338,136	204,588	0,032	0,094	0,094
10	11	45,564	281,000	154,000	0,163	0,469	0,255
2	12	23,148	133,945	97,779	0,120	0,114	0,182
12	13	23,148	133,333	96,667	0,689	0,612	1,113
Total					3,430	11,286	31,461

Kerugian saluran distribusi dengan injeksi DG dan bank kapasitor secara simultan disajikan juga dalam Tabel 4.13. Pada penelitian ini tidak akan membahas terlalu banyak pada drop tegangan, namun lebih membahas mengenai rugi-rugi daya pada saluran. Berdasarkan tabel tersebut, kerugian daya saluran pertama yang menghubungkan bus 1 ke bus 2 menurun drastis dari keadaan *case 1*. Setelah terdapat penginjeksian keduanya (DG dan bank kapasitor), saluran ini hanya menyebabkan kerugian total daya aktif sebesar 2,699 KW dan kerugian daya reaktif sebesar 8,161 KVA_r. Penginjeksian juga mengakibatkan saluran ini tidak lagi menjadi saluran dengan kerugian daya terbesar. Kerugian daya terbesar sekarang adalah pada saluran yang menghubungkan bus 2 ke bus

5. Saluran tersebut menyebabkan kerugian daya aktif sebesar 7,096 KW dan kerugian daya reaktif 21,456 KVAR. Dengan analisis langsung, dari keadaan dua saluran tersebut dapat diartikan bahwa kerugian daya terbesar sebelumnya (bus 2) telah diturunkan kerugiannya dengan adanya injeksi DG dan bank kapasitor secara simultan. Sedangkan bus 5 yang sebelumnya juga sebagai salah satu yang memiliki kerugian daya terbesar telah diakomodasi kerugian dayanya.



Gambar 4.4a Grafik kerugian daya aktif dari *case 1* hingga *case 4*



Gambar 4.4b Grafik kerugian daya reaktif dari *case 1* hingga *case 4*

Saat dijumlah, maka rugi daya aktif adalah 11,286 KW. Dan jumlah rugi daya reaktif adalah 31,461 KVAR. Pada *case 1* didapatkan kerugian daya sebesar 23,822 KW dan 69,242 KVAR. Penurunan kerugian daya cukup besar hingga 12,535 KW dan 37,781 KVAR atau dalam persen hingga lebih dari 50%. Injeksi DG dan bank kapasitor dapat menurunkan kerugian daya sebesar 156,3882 KW dan 467,9696 KVAR. Hal ini terbukti bahwa penginjeksian yang secara simultan telah menurunkan kerugian daya pada masing-masing bus, juga berpengaruh pada keseluruhan sistem. Metode penginjeksian DG dan bank kapasitor secara simultan pada penelitian ini dapat diaplikasikan pada sistem yang sebenarnya. Gambar 4.4 menunjukkan aktifitas perubahan kerugian daya saat *case 1*, *case 2*, *case 3*, dan *case 4*. Gambar 4.4a menunjukkan aktifitas perubahan kerugian daya aktif, sedangkan Gambar 4.4b menunjukkan aktifitas perubahan kerugian daya reaktif.

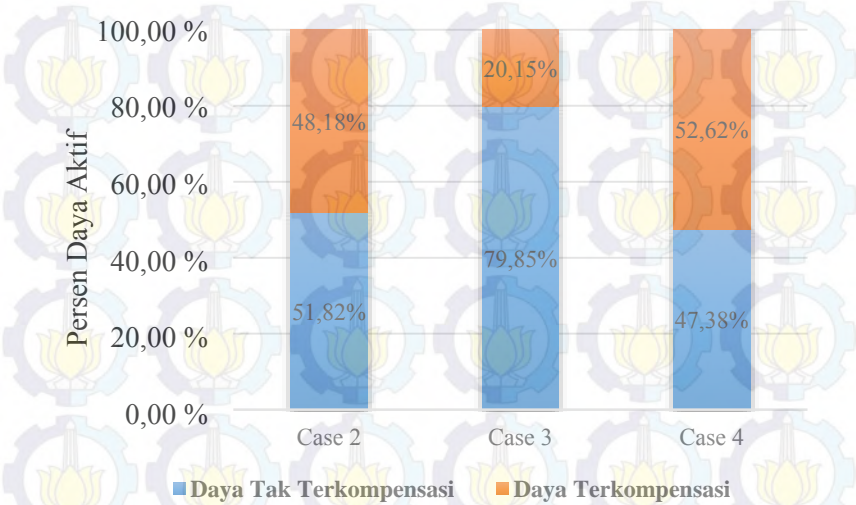
Dengan membagi total kerugian daya pada *case 2*, *case 3* dan *case 4* terhadap kerugian daya pada *case 1*, maka akan dapat dicari seberapa besar daya kompensasi yang telah didapat dengan adanya injeksi sebuah DG, sebuah bank kapasitor, ataupun injeksi sebuah DG dan sebuah bank kapasitor secara simultan. Tabel 4.14 menunjukkan kerugian persen daya yang terkompensasi dan persen daya yang tidak terkompensasi masing-masing *case*.

Tabel 4.14 Daya terkompensasi dan tidak terkompensasi setiap *case*

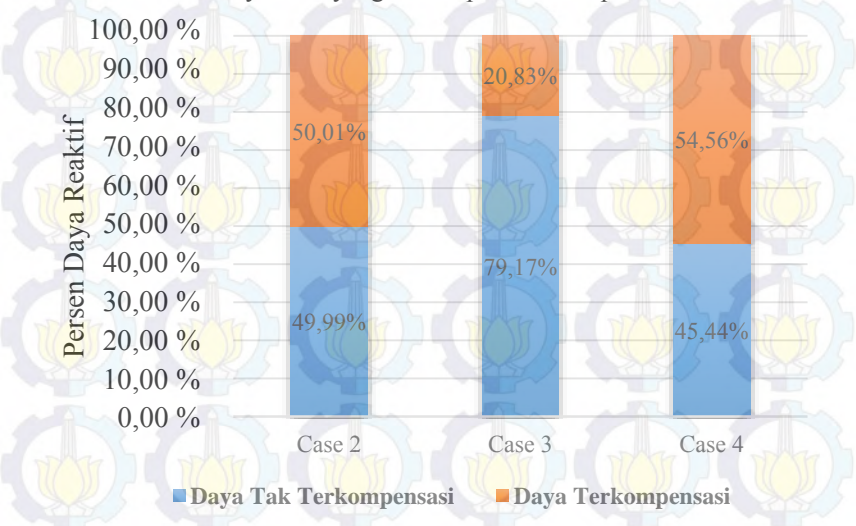
Jenis Daya	Persen Daya Setiap <i>Case</i>					
	Daya Aktif (P)			Daya Reaktif (Q)		
Jenis <i>Case</i>	<i>Case 2</i>	<i>Case 3</i>	<i>Case 4</i>	<i>Case 2</i>	<i>Case 3</i>	<i>Case 4</i>
Daya Tidak Terekompensasi	51,82%	79,85%	47,38%	49,99%	79,17%	45,44%
Daya Terekompensasi	48,18%	20,15%	52,62%	50,01%	20,83%	54,56%

Pada *case 1*, daya aktif yang terkompensasi sebesar 48,18 % dan daya reaktif yang terkompensasi sebesar 50,01 %. Daya aktif hanya terkompensasi sebesar 20,15 % dan sebesar 20,83 % daya reaktif saat dilakukan injeksi sebuah bank kapasitor. Saat diinjeksikan DG dan bank kapasitor secara simultan maka akan daya yang terkompensasi akan sangat besar, yakni 52,62 % daya aktif dan 54,65 % daya reaktif. Untuk lebih mudah dalam membaca Tabel 4.5, maka Gambar 4.5a dan 4.5b

berikut akan memvisualisasikan daya yang terkompensasi pada masing-masing case.



Gambar 4.5a Daya aktif yang terkompensasi setiap case



Gambar 4.5b Daya reaktif yang terkompensasi setiap case

4.6 Validasi Hasil Simulasi Kerugian Daya Matlab dengan Software ETAP

Electrical Transient and Analysis Program (ETAP) merupakan suatu perangkat lunak yang mendukung sistem tenaga listrik. Perangkat ini mampu bekerja dalam keadaan *offline* maupun *online* untuk simulasi tenaga listrik. ETAP dapat digunakan untuk membuat persoalan sistem tenaga listrik dalam bentuk SLD. Dengan SLD dapat dilakukan berbagai bentuk analisis dan salah satu yang paling penting adalah analisis aliran daya. Penelitian ini menggunakan *software* ETAP 12.6 yang telah memiliki fitur analisis aliran daya tiga fasa. Hasil dari *software* ETAP 12.6 digunakan untuk validasi terhadap hasil kerugian daya sistem yang telah diperoleh dari program yang dibuat dengan *software* Matlab. Karena pada penelitian ini mengunakan metode NR modifikasi, maka pada analisis aliran daya ETAP 12.6 juga dipilih metode NR modifikasi.

4.6.1 Case 1

Tabel 4.15 menunjukkan validasi dengan *software* ETAP untuk *case* 1 dengan sistem distribusi IEEE 13 bus modifikasi (*base condition*).

Tabel 4.15 Hasil validasi IEEE 13 bus modifikasi *case* 1

Bus No		Matlab		ETAP		% Error	
Dari	Ke	ΔP (KW)	ΔQ (KVAr)	ΔP (KW)	ΔQ (KVAr)	ΔP	ΔQ
1	2	14,837	44,862	14,885	45,007	0,32%	0,32%
2	3	0,128	0,131	0,130	0,132	0,94%	0,94%
3	4	0,024	0,024	0,024	0,025	0,66%	0,66%
2	5	7,426	22,453	7,443	22,504	0,23%	0,23%
5	6	0,041	0,042	0,042	0,043	1,59%	1,59%
6	7	0,006	0,006	0,006	0,006	1,40%	1,41%
6	8	0,011	0,004	0,012	0,004	1,79%	1,76%
5	9	0,000	0,000	0,000	0,000	0,00%	0,00%
5	10	0,099	0,099	0,099	0,099	0,07%	0,07%
10	11	0,491	0,267	0,491	0,267	0,01%	0,01%
2	12	0,119	0,190	0,119	0,190	0,08%	0,09%
12	13	0,640	1,163	0,639	1,162	0,08%	0,08%
Maksimum % error						1,79%	1,76%
Minimum % error						0,00%	0,00%

Tabel 4.15 menunjukkan bahwa hasil validasi pada *case 1* sistem distribusi IEEE 13 bus memiliki maksimum *error* 1,79 % untuk perhitungan rugi daya aktif dan 1,76 % untuk perhitungan rugi daya reaktif. Dengan nilai maksimum *error* tersebut menunjukkan bahwa metode yang digunakan pada sistem memiliki nilai yang hampir sama dengan hasil *software* ETAP. Sehingga metode aliran daya NR modifikasi pada penelitian ini sudah cocok diterapkan pada sistem distribusi radial.

4.6.2 Case 2

Tabel 4.16 menunjukkan validasi dengan *software* ETAP untuk *case 2* atau yang merupakan sistem distribusi IEEE 13 bus dengan injeksi DG sebesar 566 KW daya aktif dan 387 KVAR maksimal daya reaktif.

Tabel 4.16 Hasil validasi IEEE 13 bus modifikasi *case 2*

Bus No		Matlab		ETAP		% Error	
Dari	Ke	ΔP (KW)	ΔQ (KVAr)	ΔP (KW)	ΔQ (KVAr)	ΔP	ΔQ
1	2	3,616	10,933	3,639	11,003	0,63%	0,63%
2	3	0,125	0,127	0,126	0,129	0,94%	0,93%
3	4	0,023	0,024	0,023	0,024	0,66%	0,66%
2	5	7,213	21,810	7,230	21,860	0,23%	0,23%
5	6	0,040	0,041	0,041	0,041	1,59%	1,59%
6	7	0,006	0,006	0,006	0,006	1,40%	1,41%
6	8	0,011	0,004	0,011	0,004	1,79%	1,76%
5	9	0,000	0,000	0,000	0,000	0,00%	0,00%
5	10	0,096	0,096	0,096	0,096	0,07%	0,07%
10	11	0,477	0,259	0,477	0,259	0,01%	0,01%
2	12	0,116	0,185	0,116	0,185	0,08%	0,09%
12	13	0,622	1,131	0,621	1,130	0,08%	0,08%
Maksimum % error						1,79%	1,76%
Minimum % error						0,00%	0,00%

Tabel 4.16 menunjukkan bahwa hasil validasi pada *case 2* memiliki maksimum *error* 1,79 % untuk perhitungan rugi daya aktif dan 1,76% untuk perhitungan rugi daya reaktif. Dengan nilai maksimum *error* tersebut menunjukkan bahwa metode yang digunakan pada sistem memiliki nilai yang hampir sama dengan hasil *software* ETAP. Sehingga

aplikasi LSF sebagai penentuan lokasi DG pada metode aliran daya NR modifikasi di penelitian ini sudah cocok diterapkan untuk sistem distribusi radial.

4.6.3 Case 3

Tabel 4.17 menunjukkan validasi dengan *software* ETAP untuk *case 3* atau yang merupakan sistem distribusi IEEE 13 bus dengan injeksi bank kapasitor sebesar 700 KVA_r daya reaktif.

Tabel 4.17 Hasil validasi IEEE 13 bus modifikasi *case 3*

Bus No		Matlab		ETAP		% Error	
Dari	Ke	ΔP (KW)	ΔQ (KVA _r)	ΔP (KW)	ΔQ (KVA _r)	ΔP	ΔQ
1	2	10,341	31,267	10,386	31,403	0,44%	0,43%
2	3	0,124	0,127	0,126	0,128	1,00%	1,00%
3	4	0,023	0,024	0,023	0,024	0,73%	0,72%
2	5	7,173	21,690	7,195	21,754	0,30%	0,29%
5	6	0,040	0,040	0,040	0,041	1,66%	1,65%
6	7	0,006	0,006	0,006	0,006	1,47%	1,48%
6	8	0,011	0,004	0,011	0,004	1,85%	1,82%
5	9	0,000	0,000	0,000	0,000	0,00%	0,00%
5	10	0,095	0,095	0,096	0,096	0,14%	0,14%
10	11	0,474	0,258	0,474	0,258	0,08%	0,08%
2	12	0,115	0,184	0,115	0,184	0,02%	0,02%
12	13	0,619	1,125	0,618	1,124	0,01%	0,01%
Maksimum % error						1,85%	1,82%
Minimum % error						0,00%	0,00%

Tabel 4.17 menunjukkan bahwa hasil validasi pada *case 3* memiliki maksimum *error* 1,85 % untuk perhitungan rugi daya aktif dan 1,82 % untuk perhitungan rugi daya reaktif. Dengan nilai maksimum *error* tersebut menunjukkan bahwa metode yang digunakan pada sistem memiliki nilai yang hampir sama dengan hasil *software* ETAP. Sehingga aplikasi LSF sebagai penentuan lokasi bank kapasitor pada metode aliran daya NR modifikasi di penelitian ini sudah cocok diterapkan untuk sistem distribusi radial.

4.6.4 Case 4

Tabel 4.18 menunjukkan validasi dengan *software* ETAP untuk *case 4* atau yang merupakan sistem distribusi IEEE 13 bus dengan injeksi DG sebesar 566 KW daya aktif dan 340 KVAR maksimal daya reaktif, serta injeksi bank kapasitor sebesar 340 KVAR daya reaktif secara simultan.

Tabel 4.18 Hasil validasi IEEE 13 bus modifikasi *case 4*

Bus No		Matlab		ETAP		% Error	
Dari	Ke	ΔP (KW)	ΔQ (KVAR)	ΔP (KW)	ΔQ (KVAR)	ΔP	ΔQ
1	2	2,699	8,161	2,715	8,209	0,58%	0,58%
2	3	0,123	0,125	0,124	0,127	0,95%	0,95%
3	4	0,023	0,023	0,023	0,024	0,68%	0,67%
2	5	7,096	21,456	7,113	21,509	0,24%	0,24%
5	6	0,039	0,040	0,040	0,041	1,60%	1,60%
6	7	0,006	0,006	0,006	0,006	1,41%	1,43%
6	8	0,011	0,004	0,011	0,004	1,80%	1,77%
5	9	0,000	0,000	0,000	0,000	0,00%	0,00%
5	10	0,094	0,094	0,095	0,095	0,08%	0,08%
10	11	0,469	0,255	0,469	0,255	0,03%	0,02%
2	12	0,114	0,182	0,114	0,182	0,07%	0,07%
12	13	0,612	1,113	0,612	1,112	0,06%	0,06%
Maksimum % error						1,80%	1,77%
Minimum % error						0,00%	0,00%

Tabel 4.18 menunjukkan bahwa hasil validasi pada *case 4* memiliki maksimum *error* 1,80 % untuk perhitungan rugi daya aktif dan 1,77 % untuk perhitungan rugi daya reaktif. Dengan nilai maksimum *error* tersebut menunjukkan bahwa metode yang digunakan pada sistem memiliki nilai yang hampir sama dengan hasil *software* ETAP. Sehingga aplikasi LSF sebagai penentuan lokasi DG dan bank kapasitor pada metode aliran daya NR modifikasi di penelitian ini sudah cocok diterapkan untuk sistem distribusi radial.



Halaman ini sengaja dikosongkan

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Priambodo, Pungki, *“Analisis Aliran Daya Tiga Fasa Tidak Seimbang Menggunakan Metode K-Matrik dan ZBR Pada Sistem Distribusi 20 kV Kota Surabaya”*, Tugas Akhir Teknik Elektro, Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Surabaya, 2013
- [2] Gopiya Naik S., Khatod D.K., Sharma M.P., *“Optimal Allocation of Combined DG and Capacitor for Real Power Loss Minimization in Distribution Networks”*, Int. J. Electrical Power and Energy System Vol. 53 pp. 967-973, 2013
- [3] Prasetyo, Yuli, *“Pemodelan Transformator Tiga Fasa Untuk Analisis Aliran Daya Tak Seimbang Pada Sistem Distribusi 20 kV Kota Surabaya”*, Tugas Akhir Teknik Elektro, Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya, 2014
- [4] Thongkrajay U., Poolsawat N., Ratniyomchai T., Kulworawanichpong T., *“Alternative Newton-Raphson Power Flow Calculation in Unbalanced Three-phase Power Distribution Systems”*, Proc. Intl. Conf. on Application of Electrical Engineering, March 12-14, 2006
- [5] Moghaddas-Tafreshi S.M., Mashhour Elahe, *“Distributed Generation Modelling for Power Flow Studies and a Three-Phase Unbalanced Power Flow Solution for Radial Distribution Systems Considering Distributed Generation”*, Int. J. Electrical Power System Research, Vol. 79 pp. 680-686, 2009
- [6] Penangsang, Ontoseno, *“Capacitor Bank Untuk Koreksi Faktor Daya”*, Diktat kuliah ITS, ITS Press, Surabaya, 2014
- [7] Saadat, Hadi. *“Power System Analysis (Second Edition)”*, McGraw-Hill Education (Asia). Singapore, 2004
- [8] Kulworawanichpong, Thanatchai, *“Simplified Newton-Raphson Power Flow Solution”*, Int. J. Electrical Power and Energy System Vol. 32 pp. 551-558, 2010
- [9] Imran A.M., Kowsalya M., *“Optimal Distributed Generation and Capacitor Placement in Power Distribution Networks for Power Loss Minimization”*, Int. Conf. on Advances in Electrical Engineering (ICAEE), Jan 9-11, 2014
- [10] Paul Sushanta, Jewell Ward, *“Optimal Capacitor Placement and Sizes for Power Loss Reduction Using Combined Power Loss Index-Loss Sensitivity Factor and Genetic Algorithm”*, Power and Energy Society General Meeting, Publication Year: 2012, pp. 1-8



Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB V

PENUTUP

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan hasil simulasi dan analisis yang didapatkan pada penelitian ini, dapat diambil beberapa kesimpulan sebagai berikut:

- Pengembangan simulasi metode *Newton Raphson* yang diusulkan dapat diterapkan pada sistem distribusi radial aktif tiga fasa.
- Pengembangan simulasi metode *Newton Raphson* yang diusulkan memiliki konvergensi yang cepat. Untuk sistem distribusi IEEE 13 bus hanya membutuhkan 4 kali iterasi.
- Metode LSF dapat digunakan untuk menentukan lokasi DG ataupun bank kapasitor. Total kerugian daya menurun hingga 50,01% dengan injeksi DG. Saat injeksi bank kapasitor, total kerugian daya menurun hingga 20,83%. Sedangkan dengan injeksi DG dan bank kapasitor secara simultan, total kerugian daya menurun hingga 54,56%.
- Hasil validasi pengembangan simulasi metode *Newton Raphson* yang diusulkan dengan hasil analisis aliran daya menggunakan *software* ETAP memiliki *error* paling kecil 0 % dan *error* paling besar 1,85 %.

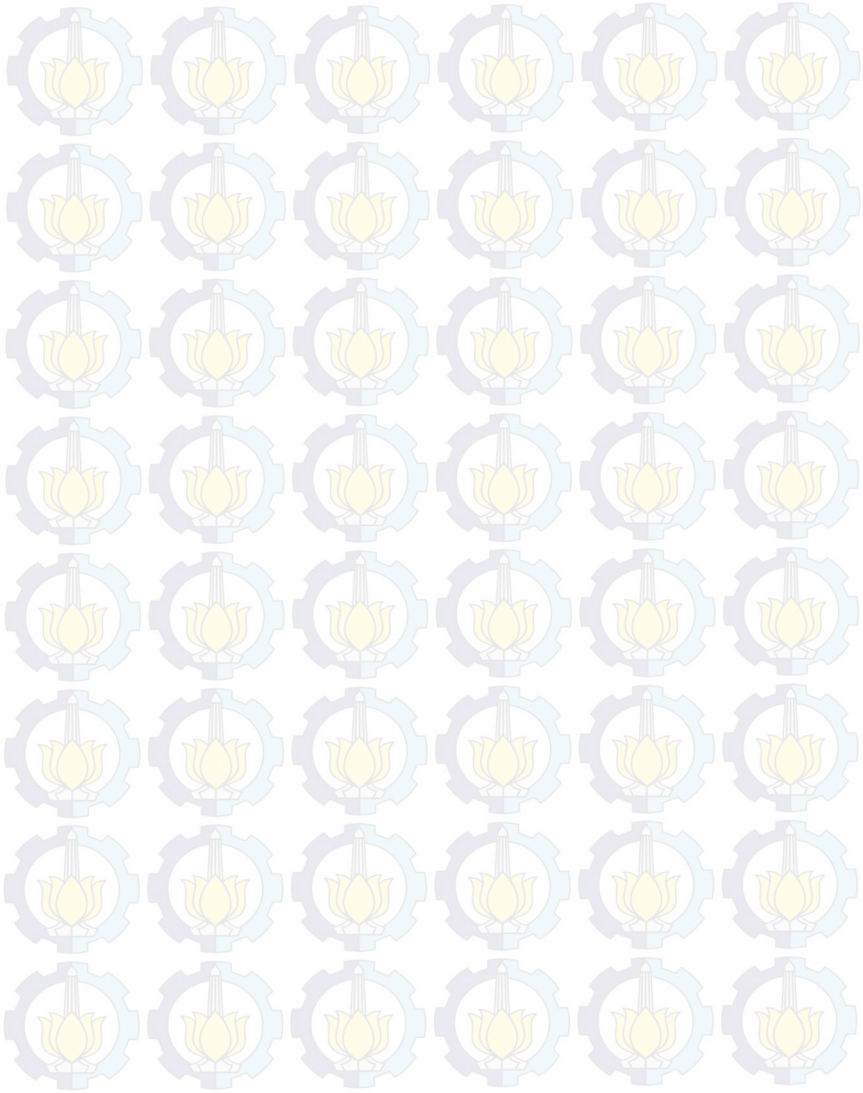
5.2 Saran

Saran yang dapat diberikan untuk perbaikan dan pengembangan simulasi ini adalah sebagai berikut :

- Hasil simulasi metode *Newton Raphson* modifikasi pada sistem distribusi aktif tiga fasa dapat dikembangkan sebagai referensi pemodelan sistem distribusi tiga fasa dengan mempertimbangkan komponen sekuensial.
- Penurunan kerugian daya pada penelitian ini hanya untuk menentukan lokasi DG dan bank kapasitor yang optimal. Untuk penelitian selanjutnya dapat dikembangkan metode yang sama dengan modifikasi program untuk mendapatkan kapasitas yang optimal dari DG dan bank kapasitor.



LAMPIRAN



DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1	Diagram Alir Metodologi Tugas Akhir	3
Gambar 2.1	Bentuk Gelombang Sinusoidal Listrik Tiga Fasa	5
Gambar 2.2	Sistem Tiga Fasa Hubungan Y	6
Gambar 2.3	Sistem Tiga Fasa Hubungan Δ	6
Gambar 2.4	Sistem Kelistrikan	7
Gambar 2.5	Sistem Radial Tipe Pohon	9
Gambar 2.6	Sistem Radial dengan <i>Tie</i> Dan <i>Switch</i>	10
Gambar 2.7	Sistem Radial dengan Pusat Beban	10
Gambar 2.8	Sistem Radial dengan Pembagian <i>Phase Area</i>	11
Gambar 2.9	Berbagai Macam Penempatan Bank Kapasitor	14
Gambar 3.1	<i>Flowchart</i> Solusi Aliran Daya NR Modifikasi	24
Gambar 3.2	Saluran Distribusi Sederhana	26
Gambar 4.1	SLD Sistem Distribusi IEEE 13 Bus Modifikasi	27
Gambar 4.2a	Grafik Kerugian Daya Aktif antara <i>Case</i> 1 Dan <i>Case</i> 2	34
Gambar 4.2b	Grafik Kerugian Daya Reaktif antara <i>Case</i> 1 Dan <i>Case</i> 2	35
Gambar 4.3a	Grafik Kerugian Daya Aktif dari <i>Case</i> 1 Hingga <i>Case</i> 3	38
Gambar 4.3b	Grafik Kerugian Daya Reaktif dari <i>Case</i> 1 Hingga <i>Case</i> 3	39
Gambar 4.4a	Grafik Kerugian Daya Aktif dari <i>Case</i> 1 Hingga <i>Case</i> 4	43
Gambar 4.4b	Grafik Kerugian Daya Reaktif dari <i>Case</i> 1 Hingga <i>Case</i> 4	43
Gambar 4.5a	Daya Aktif yang Terkompensasi Setiap <i>Case</i>	45
Gambar 4.5a	Daya Reaktif yang Terkompensasi Setiap <i>Case</i>	45





Improving Newton-Raphson Power Analysis Simulation in Three Phase Active Distribution System to Reduce Power Losses

Name	: Ainul Khakim
NRP	: 2213105074
Supervisor I	: Prof. Ir. Ontoseno Penangsang M.Sc., Ph.D.
NIP	: 194907151974121001
Supervisor II	: Dr. Rony Seto Wibowo, ST., MT.
NIP	: 197411292000121001

ABSTRACT

In a study of power system analysis there are several methods that can be used in power flow. Classical Newton-Raphson method used on transmission system that is generally loop configuration system. Distribution system is often found a radial system, to the method where classical Newton-Raphson can not converging of power flow. This research proposed a method of Newton-Raphson modified as the development a simulation in three phase active distribution system. A Newton-Raphson modified linear equation formed by changing the power linear equation into current linear equation, resulting the converge of power flow on a radial distribution system. The determination of DG and capacitor bank location that injected in the system is calculated by loss sensitivity factor. Power loss has reduced to 50,01% from the initial state. Validation of power analysis between Matlab and ETAP software on 13 bus IEEE distribution system having 0% minimum error and 1,85% maximum error. Based on analysis result, it has been obtained an LSF method for determining DG and capacitor bank location can be implemented as an application of Newton-Raphson modified power analysis simulation in three phase active distribution system.

Index Terms : ***Power Flow Analysis, Capacitor Bank, DG, Newton-Raphson, Radial Distribution System.***



KATA PENGANTAR

Dengan segala puji dan syukur kehadiran Allah SWT yang telah melimpahkan rahmat, hidayah serta karunia-Nya sehingga penulis dapat menyelesaikan tugas akhir yang berjudul: **"Pengembangan Simulasi Analisa Daya Pada Sistem Distribusi Aktif 3 Fasa Metode Newton-Raphson Untuk Menurunkan Kerugian Jaringan"**.

Tugas Akhir ini disusun sebagai salah satu persyaratan dalam menyelesaikan jenjang pendidikan S1 pada Bidang Studi Teknik Sistem Tenaga, Jurusan Teknik Elektro, Fakultas Teknologi Industri, Institut Teknologi Sepuluh Nopember. Atas selesainya penyusunan tugas akhir ini, penulis ingin mengucapkan terima kasih kepada :

1. Allah SWT yang senantiasa memberikan petunjuk-Nya sehingga penulis dapat menyelesaikan Tugas Akhir ini.
2. Kedua orang tua dan keluarga yang selalu memberikan dukungan dan doa.
3. Prof. Ir. Ontoseno Penangsang, M.Sc, Ph.D. dan Dr. Eng. Rony Seto Wibowo, ST., MT. sebagai dosen pembimbing yang telah memberikan arahan dan perhatiannya selama tugas akhir.
4. Bapak Dr. Tri Arief Sardjono, ST., MT. selaku Ketua Jurusan Teknik Elektro ITS.
5. Bapak Suyanto, ST., MT. dan Dimas Fajar Uman Putra, ST., MT. yang telah memberikan dukungan kepada penulis dalam menyelesaikan tugas akhir.
6. Para member Lab. B103, Pak Yun, Pak Ismit, Pak Amir, Pak Jangkung, Bu Irrine, Bu Hastin, Mas Yuli, Mas Farid, Mas Aji Akbar, Kak Ripka, dan Mas Seto yang telah senantiasa memberikan motivasi kepada penulis untuk segera menyelesaikan tugas akhir.
7. Teman asisten Lab. B103, Ayla, Nanik, Citra, Albert, Reyhan, Kharis dan Fadli yang selama satu tahun bagai keluarga sendiri.
8. Adik-adik calon asisten dan para trainee Lab. B103, Yudha, Anton, Rizky, Fenno, Dheny, Asti, Ruzi, Yauri, Christin, Indra, Bagus, Habibur, Taufi, Febri, Fiona dan Ranik.
9. Seluruh Dosen dan Karyawan di jurusan Teknik Elektro ITS atas fasilitas dan waktu yang diberikan.
10. Kelompok tim 9 yang telah bekerja sama, menaruh harapan yang sama dan suka duka bersama selama melaksanakan tugas akhir ini.
11. Kelompok *power rangers* yang telah belajar bersama dalam menyelesaikan *coding program* selama tugas akhir.

12. Semua teman-teman mahasiswa Lintas Jalur Teknik Elektro ITS angkatan 2013 semester ganjil bidang studi Teknik Sistem Tenaga.

Semoga tugas akhir ini bermanfaat bagi mahasiswa maupun peneliti. Penulis menyadari bahwa masih banyak kekurangan, untuk itu kritik dan saran diharapkan untuk penyempurnaan tugas akhir ini.

Surabaya, Juli 2015
Penulis

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
LEMBAR PENGESAHAN	iii
ABSTRAK	v
ABSTRACT	vii
KATA PENGANTAR	ix
DAFTAR ISI	xi
DAFTAR GAMBAR	xiii
DAFTAR TABEL	xv

BAB I PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang	1
1.2 Perumusan Masalah	1
1.3 Batasan Masalah	2
1.4 Tujuan	2
1.5 Metodologi	2
1.6 Sistematika	3
1.7 Relevansi	4

BAB II SISTEM DISTRIBUSI TENAGA LISTRIK

2.1 Sistem Tenaga Listrik Tiga Fasa	5
2.2 Sistem Distribusi Tenaga Listrik	7
2.2.1 Konfigurasi Sistem Distribusi Radial	8
2.3 <i>Distributed Generation</i>	11
2.4 Bank Kapasitor	13

BAB III ALIRAN DAYA NEWTON RAPHSON MODIFIKASI DAN LOSS SENSITIVITY FACTOR

3.1 Aliran Daya Newton Raphson	17
3.2 Aliran Daya Newton Raphson Modifikasi	21
3.3 Indeks Kerugian	25
3.3.1 <i>Loss Sensitivity Factor</i>	25

BAB IV SIMULASI DAN ANALISIS

4.1 Simulasi Aliran Daya IEEE-13 Bus Modifikasi	27
4.2 Analisis Aliran Daya Pasif	29
4.3 Analisis Aliran Daya dengan Injeksi DG	31

4.4	Analisis Aliran Daya dengan Injeksi Bank Kapasitor	35
4.5	Analisis Aliran Daya dengan Injeksi DG dan Bank Kapasitor Secara Simultan	39
4.6	Validasi Hasil Simulasi Matlab dengan <i>Software</i> ETAP	46
4.6.1	<i>Case</i> 1	46
4.6.2	<i>Case</i> 2	47
4.6.3	<i>Case</i> 3	48
4.6.4	<i>Case</i> 4	49
 BAB V PENUTUP		
5.1	Kesimpulan	51
5.2	Saran	51
 DAFTAR PUSTAKA		53
RIWAYAT HIDUP		55

DAFTAR TABEL

Tabel 4.1	Data Saluran IEEE 13 Bus Modifikasi	28
Tabel 4.2	Data Beban IEEE 13 Bus Modifikasi	28
Tabel 4.3	Hasil Tegangan <i>Case 1</i> IEEE 13 Bus Modifikasi	29
Tabel 4.4	Hasil Aliran Daya <i>Case 13</i> Bus Modifikasi	30
Tabel 4.5	LSF DG <i>Case 2</i> IEEE 13 Bus Modifikasi	31
Tabel 4.6	Hasil Tegangan <i>Case 2</i> IEEE 13 Bus Modifikasi.....	32
Tabel 4.7	Hasil Aliran Daya <i>Case 2</i> IEEE 13 Bus Modifikasi	33
Tabel 4.8	LSF Bank Kapasitor <i>Case 3</i> IEEE 13 Bus Modifikasi	35
Tabel 4.9	Hasil Tegangan <i>Case 3</i> IEEE 13 Bus Modifikasi.....	36
Tabel 4.10	Hasil Aliran Daya <i>Case 3</i> IEEE 13 Bus Modifikasi	37
Tabel 4.11	LSF DG dan Bank Kapasitor <i>Case 4</i> IEEE 13 Bus Modifikasi	40
Tabel 4.12	Hasil Tegangan <i>Case 4</i> IEEE 13 Bus Modifikasi.....	41
Tabel 4.13	Hasil Aliran Daya <i>Case 4</i> IEEE 13 Bus Modifikasi	42
Tabel 4.14	Daya Terkompensasi dan Tidak Terkompensasi Setiap <i>Case</i>	44
Tabel 4.15	Hasil Validasi IEEE 13 Bus Modifikasi <i>Case 1</i>	46
Tabel 4.16	Hasil Validasi IEEE 13 Bus Modifikasi <i>Case 2</i>	47
Tabel 4.17	Hasil Validasi IEEE 13 Bus Modifikasi <i>Case 3</i>	48
Tabel 4.18	Hasil Validasi IEEE 13 Bus Modifikasi <i>Case 4</i>	49



Halaman ini sengaja dikosongkan

RIWAYAT HIDUP



Penulis memiliki nama lengkap Ainul Khakim. Penulis lahir di Kota Sidoarjo tanggal 29 Maret 1992. Penulis merupakan anak terakhir dari tiga bersaudara. Setelah enam tahun menempuh pendidikan dasar pesantren di MI Roudlotul Banat, penulis melanjutkan pendidikan ke SMP Negeri 2 Taman dan lulus pada tahun 2007. Penulis kemudian melanjutkan pendidikan di SMA Negeri 1 Taman dan lulus pada tahun 2010. Pada tahun yang sama, penulis masuk ke Jurusan D3 Teknik Elektro program studi Elektro Industri, Program Diploma Fakultas Teknologi Industri, Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS) Surabaya dan lulus pada tahun 2013 dengan gelar Ahli Madya (A.Md). Pada tahun yang sama, penulis melanjutkan pendidikan Lintas Jalur di Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya dengan jurusan yang sama yakni Teknik Elektro dengan fokus studi adalah Teknik Sistem Tenaga. Sebagai Asisten Laboratorium Simulasi Sistem Tenaga (PSSL) B103, Penulis turut serta dalam penelitian yang bertopik analisa aliran daya pada *smart grid*. Penulis dapat dihubungi melalui email khakim13@mhs.ee.its.ac.id.

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Distribusi sistem tenaga listrik memiliki peranan penting dalam penyaluran daya ke beban, sehingga perlu dilakukan adanya pemantauan tentang berbagai parameter daya. Untuk melakukan pemantauan ini digunakan analisis aliran daya agar dapat diketahui nilai tegangan, arus, daya aktif, daya reaktif, serta faktor daya pada tiap bus. Namun sistem distribusi tenaga listrik memiliki beberapa parameter yang kompleks, yaitu sistem radial dengan jumlah cabang yang sangat banyak, serta tidak langsung terhubung dengan sumber atau generator. Selain itu dalam prakteknya sistem distribusi tiga fasa selalu tidak seimbang. Hal ini menyebabkan metode analisis aliran daya klasik yang umumnya digunakan dalam sistem transmisi kurang efektif dan akurat untuk digunakan dalam sistem distribusi. Di sisi lain pemantauan sistem distribusi terutama dalam kondisi *real time* diperlukan analisis aliran daya yang cepat serta sesuai dengan keadaan yang sesungguhnya.

Pada tugas akhir sebelumnya analisis aliran daya menggunakan metode K-matrik dengan cara penyederhanaan penelusuran jalur saluran distribusi [1]. Metode analisis aliran daya menggunakan metode K-matrik memiliki konvergensi yang cepat. Namun analisis aliran daya yang telah dikembangkan tersebut hanya dapat digunakan untuk sistem distribusi pasif. Sedangkan pada sisi distribusi terdapat adanya pembangkitan di sisi distribusi, yang kemudian disebut dengan sistem distribusi aktif. Sehingga diperlukan metode yang simulasinya dikembangkan dengan mengakomodir adanya DG dan bank kapasitor pada sistem distribusi. Oleh karena itu di dalam tugas akhir ini diusulkan tentang pengembangan simulasi analisis daya metode *Newton Raphson* pada sistem distribusi radial aktif tiga fasa dengan mengkoordinasikan penempatan lokasi DG dan bank kapasitor.

1.2 Perumusan Masalah

Permasalahan yang akan dibahas pada tugas akhir ini adalah sebagai berikut :

1. Bagaimana keluaran aliran daya dengan menggunakan simulasi analisis aliran daya metode *Newton Raphson* modifikasi.
2. Bagaimana menentukan lokasi penempatan DG dan bank kapasitor.

3. Bagaimana penurunan kerugian daya sistem setelah penempatan DG dan bank kapasitor.

1.3 Batasan Masalah

Mengingat ruang lingkup yang luas, maka batasan masalah pada tugas akhir ini adalah :

1. Pemodelan simulasi menggunakan sistem distribusi IEEE-13 bus modifikasi tiga fasa dengan pendekatan satu fasa (sistem seimbang).
2. Penurunan kerugian daya disimulasikan dengan menginjeksi sebuah DG dan sebuah kapasitor sesuai dengan *case* yang dibahas di bab III.
3. Penentuan ukuran DG dan bank kapasitor dilakukan dengan pengamatan secara langsung pada hasil aliran daya [2].

1.4 Tujuan

Tujuan yang ingin dicapai pada tugas akhir ini adalah :

1. Mendapatkan hasil aliran daya dengan metode *Newton Raphson* yang dimodifikasi pada sistem distribusi aktif tiga fasa.
2. Mendapatkan lokasi penempatan DG dan bank kapasitor pada sistem distribusi.
3. Mendapatkan penurunan kerugian daya setelah menempatkan DG dan bank kapasitor.

1.5 Metodologi

Metodologi penelitian yang digunakan pada tugas akhir ini sebagai berikut :

1. Pengambilan Data
Data-data yang digunakan pada tugas akhir ini adalah *single line diagram*, data beban (P dan Q) serta impedansi transformator pada setiap penyulang. Semua data diinputkan dalam program simulasi aliran daya menggunakan *software* Matlab.
2. Simulasi
Simulasi dimulai dengan menentukan arus pada tiap penyulang kemudian dikategorikan ke dalam arus aktif dan arus reaktif. Pengkategorian arus ini direpresentasikan dalam bentuk matriks yang dikonversikan menjadi matriks *Jacobian* seperti pada metode *Newton Raphson* umumnya. Dari sini akan didapatkan tegangan dan sudut tiap bus. Untuk mendapatkan hasil yang akurat, proses perhitungan tersebut diulang dengan menggunakan ketentuan lebih dari ekspektasi toleransi perhitungan. Langkah selanjutnya yang dilakukan adalah

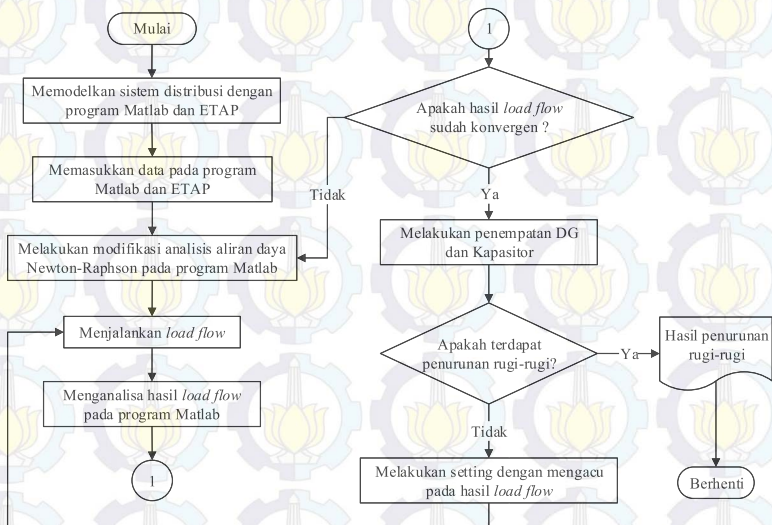
menemukan lokasi penempatan DG dan atau bank kapasitor dengan metode *loss sensitivity factor* (LSF). Penyulang dengan yang sesuai dengan persyaratan metode tersebut dilakukan penginjeksian DG dan bank kapasitor.

3. Analisis Data

Hasil simulasi aliran daya serta koordinasi injeksi DG dan bank kapasitor akan dibandingkan dengan perhitungan simulasi aliran daya klasik. Untuk simulasi studi aliran daya klasik akan dilakukan menggunakan *software* ETAP 12.6.

4. Penarikan Kesimpulan

Setelah melakukan analisis data dapat ditarik kesimpulan yang merupakan jawaban dari permasalahan.



Gambar 1.1 Diagram alir metodologi tugas akhir

1.6 Sistematika

Sistematika penulisan tugas akhir ini adalah :

1. BAB I

Bab ini membahas tentang latar belakang, perumusan masalah, batasan masalah, tujuan, metodologi, sistematika dan relevansi.

2. BAB II

Bab ini menjelaskan tentang teori yang menunjang dalam pengerjaan tugas akhir. Pemahaman tentang sistem tiga fasa, sistem distribusi listrik, *Distributed Generation* (DG) dan bank kapasitor yang diperlukan untuk menurunkan kerugian daya sistem.

3. BAB III

Bab ini menerangkan tentang aliran daya *Newton Raphson* klasik, pengembangan simulasi metode *Newton Raphson* untuk menganalisis aliran daya pada sistem distribusi radial dan indeks kerugian untuk menemukan lokasi optimum penempatan DG dan atau bank kapasitor.

4. BAB IV

Bab ini membahas tentang hasil simulasi aliran daya metode *Newton Raphson* modifikasi, simulasi aliran daya dengan injeksi *Distributed Generation* (DG) dan atau bank kapasitor untuk menurunkan kerugian daya pada sistem distribusi serta membandingkan hasilnya dengan *software* ETAP.

5. BAB V

Bab ini berisi kesimpulan dan saran dari hasil pembahasan yang telah dilakukan.

1.7 Relevansi

Dengan adanya pengembangan simulasi metode aliran daya *Newton Raphson* pada sistem distribusi, diharapkan dapat memberikan manfaat sebagai berikut :

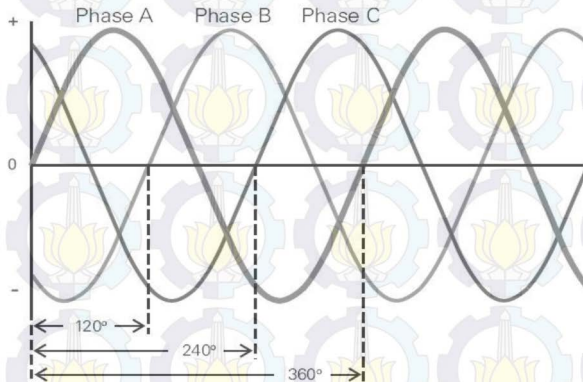
1. Menjadi pertimbangan bagi PLN atau pihak pengembang sistem distribusi untuk mengadopsi metode yang diusulkan dan untuk tujuan pengakurasian data monitoring lapangan.
2. Menjadi referensi bagi mahasiswa lain yang akan melakukan penelitian tentang sistem distribusi tiga fasa aktif dengan mengoptimalkan penempatan DG dan bank kapasitor untuk mendapat kerugian daya sistem yang paling minimum.

BAB II

SISTEM DISTRIBUSI TENAGA LISTRIK

2.1 Sistem Tenaga Listrik Tiga Fasa

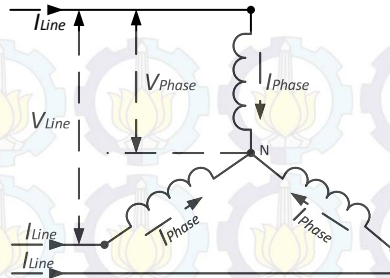
Sistem tenaga listrik tiga fasa adalah sistem penyaluran daya listrik yang dibangkitkan dan disalurkan menggunakan tiga gelombang listrik yang berbeda sudut namun memiliki parameter magnitudo dan frekuensi yang sama. Tiga gelombang listrik didefinisikan sebagai fasa A, fasa B dan fasa C atau disebut juga dengan fasa R, fasa S dan Fasa T.



Gambar 2.1 Bentuk gelombang sinusoidal listrik tiga fasa [3]

Pada Gambar 2.1 merupakan bentuk gelombang sinusoidal dengan perbedaan sudut antar fasa sebesar 120° . Sistem listrik tiga fasa digunakan agar menjaga kontinuitas pelayanan apabila terdapat fasa yang terganggu, mendapatkan efisiensi penyaluran daya yang tinggi, serta untuk mendapatkan kestabilan yang baik.

Secara umum terdapat dua cara menghubungkan sistem tiga fasa yaitu hubungan Y (*wye*) dan hubungan Δ (*delta*). Pada Gambar 2.2, sistem tiga fasa hubungan Y memiliki titik netral dari sistem tiga fasa. Titik netral ini adalah satu *node* yang dibentuk dengan cara menghubungkan setiap ujung tiga konduktor fasa. Jika sistem tiga fasa diimplementasikan pada hubungan Y, maka titik netral tidak memiliki tegangan karena resultan dari ketiga fasa adalah nol (0). Tegangan antar terminal pada titik R, S dan T adalah tegangan antarfasa atau tegangan saluran (V_{Line}). Tegangan tiap terminal dengan titik netralnya adalah tegangan fasa (V_{Phase}).



Gambar 2.2 Sistem tiga fasa hubungan Y [3]

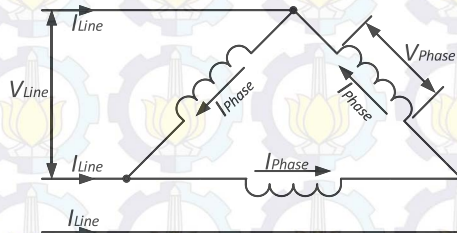
Tegangan *line* besarnya $\sqrt{3}$ kali dari tegangan fasa.

$$V_{Line} = \sqrt{3}V_{Phase} \quad (2.1)$$

Arus yang mengalir pada terminal fasa dan antarfasa memiliki besar yang sama karena setiap fasa membentuk *node* yang saling terhubung.

$$I_{Line} = I_{Phase} \quad (2.2)$$

Pada Gambar 2.3 merupakan sistem tiga fasa hubungan Δ , dimana setiap ujung terminal dari setiap fasa dihubungkan satu dengan yang lain sehingga membentuk konfigurasi segitiga.



Gambar 2.3 Sistem tiga fasa hubungan Δ [3]

Tegangan pada tiap fasa sama besar dengan tegangan pada terminal R, S dan T. Maka dapat dirumuskan sebagai berikut :

$$V_{Line} = V_{Phase} \quad (2.3)$$

Arus yang mengalir pada terminal merupakan resultan arus yang mengalir pada tiap fasa. Maka dapat dirumuskan sebagai berikut :

$$I_{Line} = \sqrt{3} I_{Phase} \quad (2.4)$$

Daya yang diserap oleh beban tiap fasa adalah perkalian antara tegangan dan arus yang mengalir, serta perkalian dengan faktor daya pada beban. Pada hubungan Y, dengan menggunakan persamaan 2.1 dan 2.2 maka didapatkan persamaan 2.5 untuk daya tiap fasa beban. Dengan menggunakan persamaan 2.3 dan 2.4 maka didapatkan persamaan 2.6 untuk mendapatkan daya tiap fasa beban hubungan Δ .

$$P_{Phase} = V_{Phase} \times I_{Phase} \times \cos\varphi \quad (2.5)$$

$$P_{Phase} = \frac{V_{Line}}{\sqrt{3}} \times I_{Line} \times \cos\varphi \quad (2.6)$$

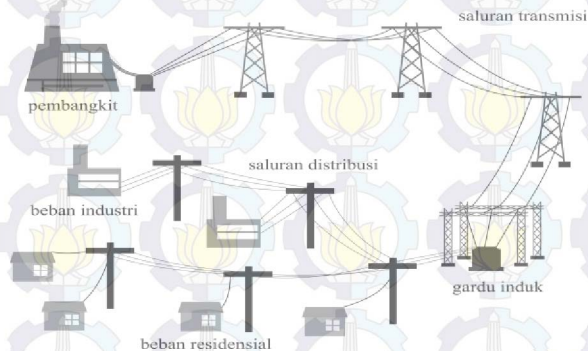
Daya total pada keseluruhan fasa merupakan penjumlahan daya pada tiap fasa. Daya yang diserap oleh beban tiga fasa hubungan Y dituliskan sebagai persamaan 2.7. Untuk hubungan Δ , persamaan daya total dituliskan pada 2.8

$$P_{Total} = 3 \times V_{Phase} \times I_{Phase} \times \cos\varphi \quad (2.7)$$

$$P_{Total} = \sqrt{3} \times V_{Line} \times I_{Line} \times \cos\varphi \quad (2.8)$$

2.2 Sistem Distribusi Tenaga Listrik

Sistem distribusi digunakan untuk menyalurkan energi listrik berdaya besar menuju ke konsumen atau pemakai energi listrik.



Gambar 2.4 Sistem kelistrikan [3]

Gambar 2.4 menunjukkan sebuah sistem kelistrikan. Tenaga listrik yang dihasilkan oleh pembangkit berkisar antara 11 KV – 24 KV lalu tegangan dinaikkan oleh transformator *step up* melalui gardu induk menjadi 70 KV, 154 KV, 220 KV atau 500 KV dan disalurkan melalui saluran transmisi. Kemudian tegangan pada saluran transmisi diturunkan menjadi 20 KV oleh transformator *step down*. Pada tegangan 20 KV, penyaluran tenaga listrik dilakukan oleh saluran distribusi primer yang kemudian

tegangannya diturunkan menjadi 220/380 Volt oleh gardu-gardu distribusi dan disalurkan menuju konsumen atau pemakai energi listrik. Bagian utama yang menunjang distribusi tenaga listrik yaitu:

a. Gardu Induk

Gardu induk merupakan suatu komponen penting dalam distribusi tenaga listrik yang berfungsi sebagai penyalur daya, mentransformasikan daya listrik yang dihasilkan dari pusat pembangkit ke gardu induk lain dan juga ke gardu distribusi yang merupakan suatu interkoneksi dalam distribusi tenaga listrik.

b. Gardu Hubung

Gardu hubung digunakan untuk menerima daya listrik dari gardu induk dan menyalurkan serta membagi daya listrik tanpa merubah tegangannya melalui sistem distribusi primer atau sistem tegangan menengah (JTM) menuju gardu distribusi.

c. Sistem Distribusi Primer

Sistem distribusi primer berfungsi untuk menyalurkan daya listrik. Biasanya dilayani oleh gardu hubung atau langsung dari gardu induk. Sistem distribusi primer sering disebut sistem tegangan menengah (JTM).

d. Gardu Distribusi

Gardu distribusi merupakan suatu tempat atau bangunan instalasi listrik yang didalamnya terdapat alat-alat pemutus, penghubung, pengaman dan transformator distribusi untuk mendistribusikan tenaga listrik sesuai dengan kebutuhan tegangan konsumen.

e. Sistem Distribusi Sekunder

Sistem distribusi sekunder sering disebut sistem tegangan rendah (JTR). Sistem distribusi sekunder berfungsi untuk menyalurkan atau menghubungkan sisi tegangan rendah transformator distribusi ke konsumen menggunakan sistem hantaran udara 3 fasa 4 kawat dengan tegangan distribusi sekunder 127/220 Volt atau 220/380 Volt.

2.2.1 Konfigurasi Sistem Distribusi Radial

Sistem radial adalah sistem yang salurannya ditarik secara radial dari suatu titik sumber dan yang berada di percabangan hingga ke titik beban. Karena model sistem yang bercabang-cabang maka arus yang mengalir di tiap bagian tidak sama. Sistem ini merupakan sistem yang

paling sederhana sehingga banyak digunakan di setiap negara khususnya Indonesia.

Keuntungan dari sistem distribusi radial adalah :

- a. Bentuk sederhana dan pengaturan tegangan lebih murah
- b. Pengamanan terhadap arus gangguan lebih mudah

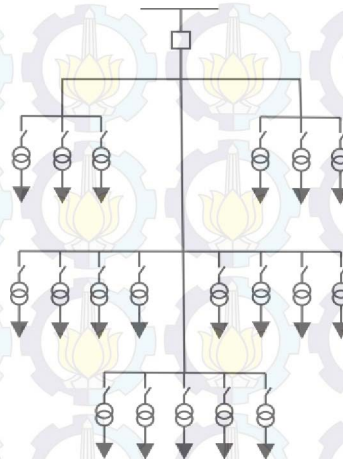
Kerugian dari sistem distribusi radial adalah :

- a. Kualitas pelayanan daya relatif kurang bagus karena rugi tegangan dan rugi daya pada saluran relatif besar
- b. Kontinuitas pelayanan daya tidak terjamin karena antar titik sumber dan titik beban hanya ada satu alternatif saluran. Sehingga bila saluran terjadi gangguan, maka rangkaian sesudah titik gangguan akan mengalami pemadaman secara total.

Beberapa tipe konfigurasi sistem distribusi radial adalah :

a. Distribusi Radial Tipe Pohon

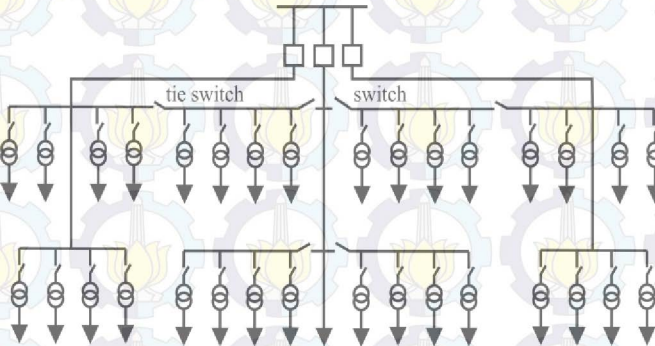
Distribusi radial tipe pohon merupakan sistem radial dengan satu sumber yang melayani beban dengan jalur yang bercabang-cabang dengan model membentangi pada node percabangannya (Gambar 2.5). Sistem radial yang seperti ini merupakan sistem radial yang paling dasar.



Gambar 2.5 Sistem radial tipe pohon [3]

b. Sistem Radial dengan *Tie* dan *Switch*

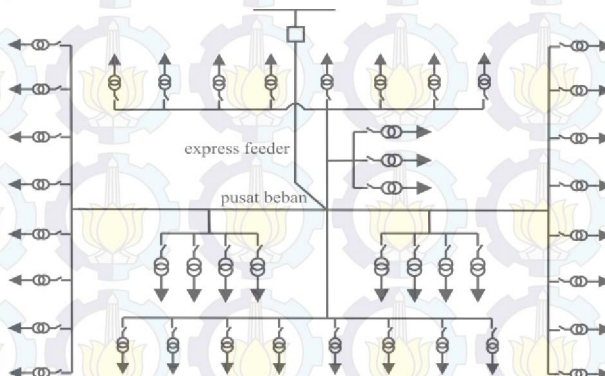
Gambar 2.6 merupakan modifikasi dari sistem radial dasar dengan penambahan *tie* dan *switch*. *Tie* dan *switch* digunakan untuk mempercepat pemulihan terhadap gangguan sehingga meningkatkan keandalan sistem.



Gambar 2.6 Sistem radial dengan *tie* dan *switch* [3]

c. Sistem Radial dengan Pusat Beban

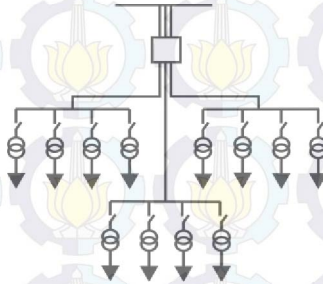
Sistem radial dengan pusat beban merupakan sistem yang mencatu daya dengan menggunakan penyulang langsung (*express feeder*) menuju ke pusat beban (Gambar 2.7). Kemudian dari pusat beban, penyulang disebar dengan cabang-cabang tersebar menuju beban.



Gambar 2.7 Sistem radial dengan pusat beban [3]

d. Sistem Radial dengan Pembagian *Phase Area*

Sistem radial tipe ini masing-masing fasa melayani daerah beban yang berbeda seperti pada Gambar 2.8. Kerugian dari sistem radial ini dapat menimbulkan efek ketidakseimbangan bila ditempatkan pada daerah yang baru dan belum mantap pembagian bebannya. Tipe ini hanya cocok untuk daerah dengan beban yang stabil dan dapat diatur merata pada setiap fasanya.



Gambar 2.8 Sistem radial dengan pembagian *phase area* [3]

2.3 Distributed Generation [5]

Sistem tenaga listrik yang berkembang saat ini sebagian besar berupa sistem terpusat dengan pembangkit yang terhubung pada sistem transmisi. Untuk sistem desentralisasi di masa mendatang dibutuhkan unit-unit pembangkit kecil terhubung langsung pada sistem distribusi dekat dengan permintaan pelanggan. Pembangkit seperti ini dikenal sebagai *distributed generation* (DG).

Beberapa tipe unit DG yang terhubung pada sistem adalah:

a. Turbin Angin

Turbin angin yang terhubung pada sistem dibagi menjadi kelompok dengan kecepatan tetap dan kelompok dengan kecepatan berubah. Pada kelompok kecepatan tetap, baling-baling melalui gear box memutar rotor dari generator induksi. Pada kelompok kecepatan berubah menggunakan generator induksi ganda dengan magnet permanen ataupun konvensional. Daya keluar yang dihasilkan dinaikkan melalui penyearah juga melalui inverter untuk menghasilkan daya keluar bolak-balik (AC).

b. Sel Bahan Bakar

Sel bahan bakar melalui proses konversi langsung energi kimia menjadi energi listrik dan energi panas tanpa adanya mesin listrik [ada].

Daya keluar DC dari sel bahan bakar diubah menjadi AC melalui inverter kemudian disalurkan ke sistem.

c. Sistem Photovoltaic

Sistem Photovoltaic (PV) mengubah energi matahari menjadi energi listrik, seperti bahan bakar tanpa menggunakan mesin listrik. Daya keluar DC dari PV diubah menjadi AC melalui inverter kemudian disalurkan ke sistem.

d. Turbin Gas

Unit ini mengubah energi potensial yang tersimpan dalam bahan bakar fosil dari energi kimia menjadi energi panas kemudian dari energi panas menjadi energi mekanik. Energi mekanik ini digunakan untuk memutar generator sinkron yang keluarannya langsung terhubung pada sistem.

e. Turbin Mikro

Unit ini bekerja seperti turbin gas. Perbedaan hanya terdapat pada putaran rotor pada generator. Unit ini memiliki putaran yang tinggi dengan menggunakan generator sinkron magnet permanen. Oleh karena itu generator terhubung ke sistem melalui perangkat *interface* elektronika daya.

Seperti disebutkan sebelumnya bahwa DG dapat diinjeksikan ke dalam sistem melalui generator sinkron ataupun generator asinkron, kombinasi mesin listrik, dan perangkat elektronika daya. Jika mesin listrik terhubung langsung ke sistem, maka untuk melakukan analisis aliran daya diperlukan mode pengoperasian DG. Beberapa mode pengoperasian DG adalah:

a. Mode Generator Induksi

Pada umumnya daya aktif dan daya reaktif pada generator induksi adalah sebagai fungsi slip. Generator memproduksi daya aktif dan daya reaktif. Dengan mengasumsi bahwa daya aktif adalah konstan dan ketergantungan daya reaktif sangat rendah untuk slip, maka tegangan bus akan mendekati 1 pu. Pada kasus *steady state*, generator induksi dapat dimodelkan sederhana sebagai PQ bus.

b. Mode Generator Sinkron

Berdasarkan sistem eksitasi, generator sinkron dibagi menjadi dua macam yaitu yang pertama dengan mengatur tegangan eksitasi dan yang

kedua dengan tegangan eksitasi tetap. Dengan mengatur tegangan eksitasi dibagi lagi menjadi dua mode yaitu mode kontrol tegangan dan mode kontrol faktor daya. Mode kontrol tegangan sering disebut sebagai model *PV node* sedangkan mode kontrol faktor daya disebut sebagai model *PQ node*.

c. Perangkat Elektronika Daya

Pada sistem *photovoltaic*, sel bahan bakar, turbin mikro dan beberapa unit tenaga angin diinjeksikan generator ke sistem melalui perangkat elektronika daya. Dalam kasus-kasus tersebut, model DG untuk aliran daya bergantung pada metode kontrol yang digunakan dalam rangkaian konverter. Aturan umum menyebutkan bahwa kontrol konverter dirancang untuk mengendalikan nilai daya aktif dan tegangan masing-masing. Sehingga model DG harus sebagai *PQ node*.

2.4 Bank Kapasitor

Mesin listrik membutuhkan dua bentuk energi yaitu energi aktif dan energi reaktif. Energi aktif (dalam kWh) yang diubah menjadi kerja mekanis dan panas. Energi reaktif (dalam kVArh) yang dibutuhkan oleh rangkaian induktif. Peralatan-peralatan yang mengandung beban induktif adalah motor induksi, lampu neon, oven, mesin solder, mesin las, transformator, dan peralatan lain yang menyerap daya reaktif. Untuk mengurangi komponen daya induktif ini diperlukan sebuah kompensator yaitu bank kapasitor. Bank kapasitor dapat mengurangi drop tegangan. Menghindari kenaikan suhu akibat arus berlebih, dan banyak manfaat lainnya. Berdasarkan cara kerjanya, bank kapasitor dibagi menjadi dua macam sebagai berikut.

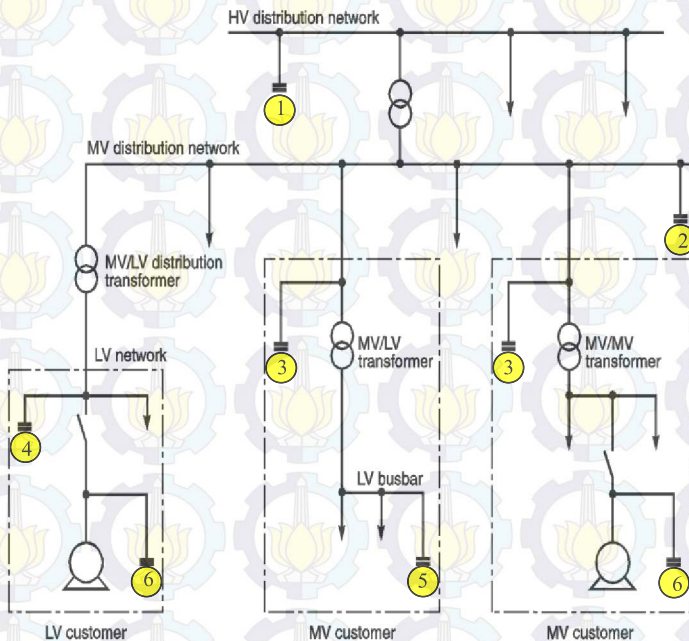
a. Bank Kapasitor Tipe Tetap

Bank kapasitor tipe tetap (*capacitor bank fixed type*) merupakan bank kapasitor yang memberikan kompensasi daya reaktif yang tetap walaupun terdapat perubahan beban. Biasanya digunakan pada beban langsung seperti pada motor induksi. Nilai yang aman adalah 5% dari kapasitas motor, pertimbangannya adalah kondisi saat tanpa beban.

b. Bank Kapasitor Tipe Otomatis

Bank kapasitor tipe otomatis (*capacitor bank automatic type*) merupakan bank kapasitor yang memberikan kompensasi daya reaktif yang bervariasi sesuai dengan kondisi beban. Jenis ini dilengkapi dengan

sebuah *power factor controller* (PFC). PFC ini akan menjaga faktor daya sistem sesuai dengan target yang ditentukan. Untuk beban yang berfluktuatif secara cepat maka digunakan *Static Var Compensator* (SVC). SVC menggunakan peralatan elektronika daya yakni thyristor sebagai switchernya. Sedangkan untuk beban yang berfluktuatif tidak terlalu cepat dapat digunakan *Dynamic Var Compensator* (DVC). DFC ini menggunakan kontaktor magnetik serta relay PFC sebagai switchernya.



Gambar 2.9 Berbagai macam penempatan bank kapasitor [6]

Berdasarkan teknik perbaikan faktor daya, bank kapasitor memiliki dua cara kompensasi sebagai berikut.

- Kompensasi tetap, bila rating bank kapasitor lebih kecil atau sama dengan 15% dari rating transformator yang mensuplai sistem.
- Automatically controlled stepped capacitor bank, bila rating bank kapasitor diatas 15% dari rating transformator yang mensuplai (daya reaktif disuplai secara bertahap).

Bank kapasitor dapat berfungsi baik dengan penempatan yang baik pula. Sehingga perlu diketahui dimana saja bank kapasitor dapat dipasang pada sistem kelistrikan. Bank kapasitor dapat dipasang di tempat-tempat berikut (Gambar 2.9).

- a. Bank kapasitor tegangan tinggi ditempatkan pada sistem transmisi tegangan tinggi
- b. Bank kapasitor tegangan menengah ditempatkan pada sistem distribusi tegangan menengah
- c. Bank kapasitor tegangan menengah ditempatkan pada pelanggan tegangan menengah
- d. Bank kapasitor tegangan rendah ditempatkan pada pelanggan tegangan rendah
- e. Bank kapasitor tegangan rendah ditempatkan pada pelanggan tegangan menengah
- f. Bank kapasitor tegangan rendah atau tegangan menengah ditempatkan sebagai kompensasi individu



BAB III

ALIRAN DAYA *NEWTON RAPHSON* MODIFIKASI DAN *LOSS SENSITIVITY FACTOR*

3.1 Aliran Daya *Newton Raphson* [7]

Metode *Newton Raphson* banyak digunakan untuk menyelesaikan persamaan nonlinier. Metode ini dapat diterapkan pada suatu persamaan dengan dua variabel atau lebih dengan menggunakan uraian dari deret Taylor [1]. Misalkan $F(x)$ sebagai variabel. Untuk mendapatkan nilai x sebagai akar dari $F(x)$ maka variabel $F(x)$ harus bernilai nol. Untuk dapat menentukan nilai akar tersebut, dapat ditentukan dengan persamaan berikut:

$$F(x_0) = \Delta F_0 \quad (3.1)$$

Dari persamaan 3.1, ΔF_0 tidak dapat diselesaikan apabila x_0 bukan akar dari $F(x)$. Periksa kembali penurunan rumus diatas dengan menggunakan:

$$y(x) = F(x_n) + F'(x_n)(x - x_n) \quad (3.2)$$

Ketika $y(x) = 0$, digunakan rumus untuk memperkirakan nilai akar pada setiap iterasi sebagai berikut:

$$x_{n+1} = x_n - \frac{F(x_n)}{F'(x_n)} \quad (3.3)$$

Metode *Newton Raphson* untuk menyelesaikan satu variabel dapat dikembangkan untuk menyelesaikan persamaan dengan dua variabel atau lebih. Misalkan diketahui dua buah variabel yang akan diselesaikan, maka persamaannya adalah

$$F_1(x_1, x_2) = 0 \quad F_2(x_1, x_2) = 0 \quad (3.4)$$

Matriks Jacobian untuk sistem tersebut adalah

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial F_1}{\partial x_1} & \frac{\partial F_1}{\partial x_2} \\ \frac{\partial F_2}{\partial x_1} & \frac{\partial F_2}{\partial x_2} \end{bmatrix} \quad (3.5)$$

Bila matriks *Jacobian* melakukan koreksi pada beberapa titik di $(x_1^{(0)}, x_2^{(0)})$, maka hubungan linier untuk perpindahan $(\Delta x_1, \Delta x_2)$ bentuknya diubah bentuknya menjadi persamaan 3.6.

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial F_1}{\partial x_1} & \frac{\partial F_1}{\partial x_2} \\ \frac{\partial F_2}{\partial x_1} & \frac{\partial F_2}{\partial x_2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x_1^{(1)} \\ \Delta x_2^{(1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta F_1^{(0)} \\ \Delta F_2^{(0)} \end{bmatrix} \quad (3.6)$$

Setiap perpindahan $(\Delta x_1, \Delta x_2)$ adalah penyelesaian untuk persamaan linier yang saling berhubungan. Dengan menggunakan perkiraan awal yang benar, proses ini akan konvergen dan diperoleh penyelesaian dari persamaan nonlinier tersebut. Bila $(x_1^{(0)}, x_2^{(0)})$, adalah perkiraan awal. Kemudian kesalahannya adalah

$$\Delta F_1^{(0)} = -F_1 \left[x_1^{(0)}, x_2^{(0)} \right]; \Delta F_2^{(0)} = -F_2 \left[x_1^{(0)}, x_2^{(0)} \right] \quad (3.7)$$

Matriks *Jacobian* dikoreksi pada percobaan penyelesaian di titik $[x_1^{(0)}, x_2^{(0)}]$. Setiap elemen matriks *Jacobian* dihitung dari rumus aljabar untuk mendapatkan turunan parsial yang sesuai dengan menggunakan $x_1^{(0)}, x_2^{(0)}$. Maka,

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial F_1^{(0)}}{\partial x_1} & \frac{\partial F_1^{(0)}}{\partial x_2} \\ \frac{\partial F_2^{(0)}}{\partial x_1} & \frac{\partial F_2^{(0)}}{\partial x_2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x_1^{(1)} \\ \Delta x_2^{(1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta F_1^{(0)} \\ \Delta F_2^{(0)} \end{bmatrix} \quad (3.8)$$

Sistem persamaan linier ini kemudian diselesaikan secara langsung untuk koreksi pertama. Hasil dari koreksi tersebut kemudian ditambahkan ke variabel pada iterasi awal (no1) untuk memperoleh nilai variabel pada iterasi pertama

$$\begin{bmatrix} x_1^{(1)} \\ x_2^{(1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} x_1^{(0)} \\ x_2^{(0)} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Delta x_1^{(1)} \\ \Delta x_2^{(1)} \end{bmatrix} \quad (3.9)$$

Persamaan 3.8 dan 3.9 ditulis kembali menggunakan simbol matriks dan *superscript* umum h untuk menunjukkan proses iterasi

$$\left[J^{h+1} \right] \left[\Delta x^h \right] = \left[\Delta F^{h-1} \right] \quad (3.10)$$

$$x^h = x^{h-1} + \Delta x^h$$

Algoritma ini diulangi sampai ΔF^h memenuhi angka toleransi yang ditentukan. Pada hampir semua masalah yang diselesaikan dengan algoritma ini dapat digunakan toleransi yang mendekati nol.

Terdapat beberapa cara yang berbeda dalam penerapan metode NR untuk menyelesaikan persamaan aliran daya (*load flow*). Bisa digunakan persamaan aliran daya bentuk *rectangular*, *polar*, atau *hybrid*. Untuk setiap bus generator (kecuali *slack bus*) memiliki persamaan daya aktif P_i dan sudut fasa yang belum diketahui θ_i . Persamaan tersebut dapat dituliskan sebagai berikut.

$$\Delta P_i = P_i^{sch} - P_i = 0 \quad (3.11)$$

Untuk setiap bus beban yang memiliki persamaan daya aktif P_i dan reaktif Q_i dimana $|V_i|$ dan θ_i yang tidak diketahui. Kedua persamaan tersebut dituliskan dalam bentuk:

$$\Delta P_i = P_i^{sch} - P_i = 0 \quad (3.12)$$

$$\Delta Q_i = Q_i^{sch} - Q_i = 0$$

Pada persamaan 3.12 terdapat “*sch*” yang menunjukkan daya aktif atau reaktif yang telah dijadwalkan atau ditentukan pada bus i . Persamaan 3.13 dan 3.14 merupakan persamaan aliran daya bila digunakan dalam bentuk polar.

$$P_i = \sum_{j=0}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_j - \delta_i + \delta_j) \quad (3.13)$$

$$Q_i = - \sum_{j=0}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_j - \delta_i + \delta_j) \quad (3.14)$$

Persamaan 3.13 dan 3.14 kemudian digunakan untuk mendapatkan bentuk umum dari penyelesaian persamaan aliran daya 3.15.

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} & \frac{\partial P_i}{\partial |V_j|} \\ \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} & \frac{\partial Q_i}{\partial |V_j|} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \frac{\Delta |V_i|}{|V_i|} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H_{ij} & N_{ij} \\ J_{ij} & L_{ij} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \frac{\Delta |V_i|}{|V_i|} \end{bmatrix} \quad (3.15)$$

Setelah mendapatkan daya dan tegangan tiap bus, maka dapat ditentukan matrik *Jacobian* untuk iterasi selanjutnya. Untuk menyederhanakan perhitungan, bagian yang mengandung tegangan pada setiap persamaan diubah untuk memperoleh besaran $(\Delta|V_i|/V_i)$. Elemen matriks *Jacobian* terdiri dari komponen H, N, J, dan L seperti pada persamaan 3.16 hingga persamaan 3.23.

Sub matriks H

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} = -|V_i||V_j||Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad \text{untuk } j \neq i \quad (3.16)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = \sum_{j \neq i} |V_i||V_j||Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (3.17)$$

Sub matriks N

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_j|} = |V_i||Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad \text{untuk } j \neq i \quad (3.18)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_i|} = 2|V_i||Y_{ii}| \cos(\theta_{ii}) + \sum_{j \neq i} |V_j||Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (3.19)$$

Sub matriks J

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} = -|V_i||V_j||Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad \text{untuk } j \neq i \quad (3.20)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} = \sum_{j \neq i} |V_i||V_j||Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (3.21)$$

Sub matriks L

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |V_j|} = -|V_i||Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad \text{untuk } j \neq i \quad (3.22)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |V_i|} = -2|V_i||Y_{ii}| \sin(\theta_{ii}) + \sum_{j \neq i} |V_j||Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (3.23)$$

Dari hasil perkalian persamaan diatas, didapatkan nilai $\Delta\theta_i$ dan $\Delta|V_i|$ yang digunakan untuk mendapatkan hasil sudut tegangan dan magnitude tegangan terbaru tiap bus.

$$\delta_i^{(n+1)} = \delta_i + \Delta\delta_i; |V_i|^{(n+1)} = |V_i|^n + \Delta|V_i| \quad (3.24)$$

Selanjutnya selisih antara daya aktif dan daya reaktif tiap bus yang baru dengan daya aktif dan reaktif yang lama akan dibandingkan dengan ketelitian yang telah ditentukan. Apabila nilai ketelitian yang diharapkan telah tercapai, maka proses iterasi selesai. Namun jika sebaliknya, iterasi akan tetap berlanjut saat nilai ketelitian belum tercapai.

3.2 Aliran Daya Newton Raphson Modifikasi [8]

Pada Bab 3.1 telah dijelaskan bagaimana perumusan dan perhitungan metode NR didapatkan. Sub bab ini akan dijelaskan mengenai metode NR modifikasi. Aliran daya NR modifikasi yang diusulkan adalah aliran daya tiga fasa dengan pendekatan satu fasa. Beban tiga fasa diasumsikan seimbang sehingga dapat dianggap sebagai satu fasa. Awal perhitungan adalah dengan mengasumsikan terdapat n buah bus pada sistem kelistrikan, bus pertama adalah *slack bus*. Terdapat bus ke- k , maka perumusan keseimbangan arus pada bus ini dapat dituliskan sebagai berikut.

$$(I_{gen,k} - I_{load,k}) - \sum_{i=1}^n Y_{ki} V_i = 0 \quad (3.25)$$

$I_{gen,k}$ menunjukkan arus generator pada bus k , $I_{load,k}$ menunjukkan arus beban pada bus k , Y_{ki} menunjukkan admitansi saluran dari bus k menuju bus i , dan V_i menunjukkan tegangan pada bus i . Beban dalam sistem tenaga diartikan sebagai daya, sehingga persamaan 3.25 dapat ditulis ulang menjadi persamaan 3.26.

$$F_k = \left(\frac{S_{gen,k} - S_{load,k}}{V_k} \right)^* - \sum_{i=1}^n Y_{ki} V_i \quad (3.26)$$

Pada metode NR menggunakan perhitungan *power mismatch* untuk mengestimasi fungsi percabangan. NR modifikasi sedikit berbeda. Pada NR modifikasi menggunakan perhitungan *current mismatch* untuk mengestimasi fungsi percabangan. *Current mismatch* pada bus k didefinisikan sebagai $F_k = G_k + jH_k$.

$$V_k = |V_k| \angle \delta_k; Y_{ki} = |Y_{ki}| \angle \theta_{ki} \quad (3.27)$$

$$S_{gen,k} - S_{load,k} = S_{sch,k} = |S_{sch,k}| \angle \varphi_k \quad (3.28)$$

Substitusi persamaan 3.27 dan 3.28 ke dalam persamaan 3.26, maka akan didapat bentuk lengkap *current mismatch* seperti berikut.

$$F_k = \left| \frac{S_{sch,k}}{V_k} \right| \angle (-\varphi_k + \delta_k) - \sum_{i=1}^n |Y_{ki} V_i| \angle (\theta_{ki} + \delta_i) = 0 \quad (3.29)$$

$$G_k = \left| \frac{S_{sch,k}}{V_k} \right| \cos(-\varphi_k + \delta_k) - \sum_{i=1}^n |Y_{ki} V_i| \cos(\theta_{ki} + \delta_i) = 0 \quad (3.30)$$

$$H_k = \left| \frac{S_{sch,k}}{V_k} \right| \sin(-\varphi_k + \delta_k) - \sum_{i=1}^n |Y_{ki} V_i| \sin(\theta_{ki} + \delta_i) = 0 \quad (3.31)$$

Persamaan 3.30 dan persamaan 3.31 merupakan bagian dari *current mismatch* pada bus k. *Mismatch* akan bernilai nol ketika semua tegangan bus yang tidak diketahui berhasil diselesaikan. Karena metode yang digunakan adalah NR, maka digunakan perumusan berikut. (*s* pada perumusan berikut menunjukkan *slack bus*).

$$G_k = \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq s}}^n \frac{\partial G_k}{\partial \delta_i} \Delta \delta_i + \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq s}}^n \frac{\partial G_k}{\partial |V_i|} \Delta |V_i| \quad (3.32)$$

$$H_k = \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq s}}^n \frac{\partial H_k}{\partial \delta_i} \Delta \delta_i + \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq s}}^n \frac{\partial H_k}{\partial |V_i|} \Delta |V_i| \quad (3.33)$$

Dibentuk matriks yang ringkas untuk mengupdate nilai solusi tegangan seperti pada persamaan berikut.

$$\begin{bmatrix} G \\ H \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial G}{\partial \delta} & \frac{\partial G}{\partial |V|} \\ \frac{\partial H}{\partial \delta} & \frac{\partial H}{\partial |V|} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} \quad (3.34)$$

Dengan bentuk matriks yang sama (persamaan 3.34), elemen matriks *Jacobian* dapat diturunkan dalam cara yang sama seperti pada metode NR standar.

Sub matriks J_1

$$\frac{\partial G_k}{\partial \delta_i} = -|V_i Y_{ki}| \sin(\theta_{ki} + \delta_i) \quad \text{untuk } k \neq i \quad (3.35)$$

$$\frac{\partial G_k}{\partial \delta_k} = -|V_k Y_{kk}| \sin(\theta_{kk} + \delta_k) + \left| \frac{S_{sch,k}}{V_k} \right| \sin(-\varphi_k + \delta_k) \quad (3.36)$$

Sub matriks J_2

$$\frac{\partial G_k}{\partial |V_i|} = -|Y_{ki}| \cos(\theta_{ki} + \delta_i) \quad \text{untuk } k \neq i \quad (3.37)$$

$$\frac{\partial G_k}{\partial |V_k|} = -|Y_{kk}| \cos(\theta_{kk} + \delta_k) + \left| \frac{S_{sch,k}}{V_k^2} \right| \cos(-\varphi_k + \delta_k) \quad (3.38)$$

Sub matriks J_3

$$\frac{\partial H_k}{\partial \delta_i} = |V_i Y_{ki}| \cos(\theta_{ki} + \delta_i) \quad \text{untuk } k \neq i \quad (3.39)$$

$$\frac{\partial H_k}{\partial \delta_k} = |V_k Y_{kk}| \cos(\theta_{kk} + \delta_k) - \left| \frac{S_{sch,k}}{V_k} \right| \cos(-\varphi_k + \delta_k) \quad (3.40)$$

Sub matriks J_4

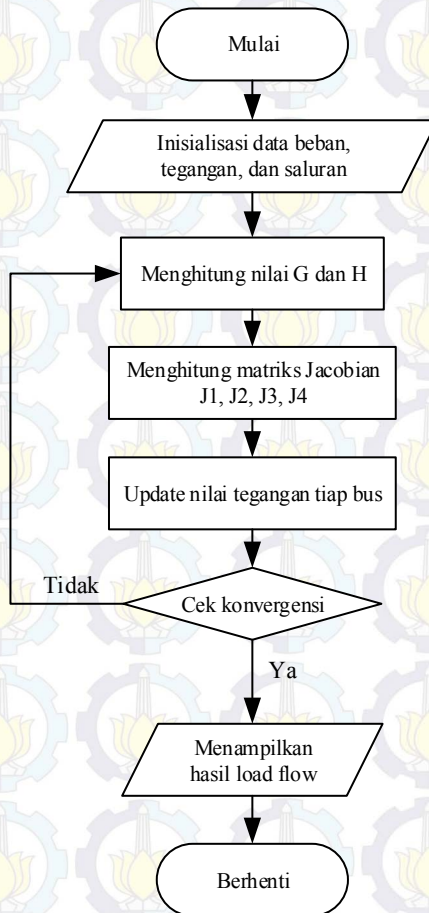
$$\frac{\partial H_k}{\partial |V_i|} = |Y_{ki}| \sin(\theta_{ki} + \delta_i) \quad \text{untuk } k \neq i \quad (3.41)$$

$$\frac{\partial H_k}{\partial |V_k|} = |Y_{kk}| \sin(\theta_{kk} + \delta_k) + \left| \frac{S_{sch,k}}{V_k^2} \right| \sin(-\varphi_k + \delta_k) \quad (3.42)$$

Pada metode NR modifikasi, solusi iterasi menggunakan dengan $\Delta \delta$ dan $\Delta |V|$. Saat nilai tertentu dari *current mismatch* F lebih kecil dari *mismatch* yang diperbolehkan, maka solusi tegangan berhasil diperoleh.

Namun jika tidak, solusi tegangan pada iterasi sekarang (h) harus diupdate pada iterasi selanjutnya ($h+1$), seperti pada perumusan 3.43.

$$\begin{bmatrix} \delta \\ |V| \end{bmatrix}^{h+1} = \begin{bmatrix} \delta \\ |V| \end{bmatrix}^h + \begin{bmatrix} \Delta\delta \\ \Delta|V| \end{bmatrix}^h \quad (3.43)$$



Gambar 3.1 Flowchart solusi aliran daya NR modifikasi 3 fasa [8]

Tahapan dalam menyelesaikan aliran daya *Newton Raphson* modifikasi seperti *flowchart* pada Gambar 3.1, tahap-tahapnya adalah:

1. Memasukkan inisialisasi data beban, data saluran, data *grid* dan data tegangan. Untuk setiap bus, magnitude tegangan diset pada 1,0 pu dan sudut tegangan diset pada 0,0 derajat. Untuk saluran, nilai yang dimasukkan dalam besaran ohm (Ω). Untuk daya pada *load bus* diset sesuai data, sedangkan untuk daya pada *slack bus* diset nol.
2. Untuk *load bus*, dihitung nilai arus aktif (G) dan arus reaktif (H) seperti pada perumusan 3.30 dan 3.31.
3. Menghitung nilai elemen matriks *Jacobian* (J_1 , J_2 , J_3 , dan J_4) menggunakan perumusan 3.35 hingga perumusan 3.42.
4. Melakukan *update* pada magnitude dan sudut tegangan pada masing-masing bus untuk mendapatkan nilai magnitude dan sudut tegangan yang baru menggunakan perumusan 3.43.
5. Melakukan tes konvergensi pada nilai magnitude dan sudut tegangan. Proses 1 hingga 4 terus dilakukan hingga mendapat nilai akurasi yang lebih kecil dari yang telah ditentukan hingga konvergen.
6. Setelah mencapai konvergensi, hasil analisis seperti aliran daya, profil tegangan, daya *grid* yang disuplai, drop tegangan, dan nilai kerugian daya ditampilkan.

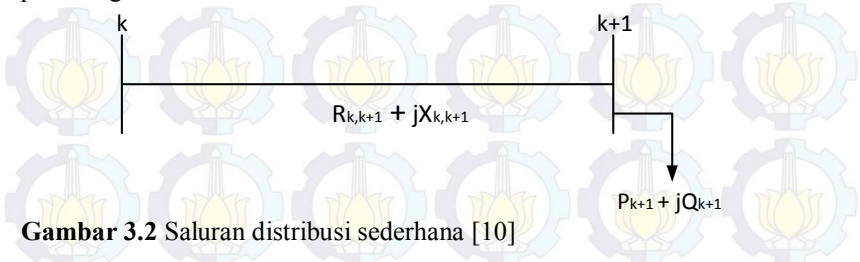
3.3 Indeks Kerugian

Para operator menggunakan indeks untuk mengetahui berapa daya yang bisa disediakan sistem terhadap beban. Sebuah indeks perlu digunakan baik secara *offline* maupun *online* untuk membantu para operator saat beroperasi *real time* dari suatu sistem tenaga atau dalam merancang dan merencanakan suatu operasi. Indeks harus sederhana, mudah diterapkan, dan tidak memerlukan perhitungan yang banyak, khususnya untuk pengawasan sistem *online*. Indeks dapat berdasarkan analisis statis maupun pemodelan dinamis dari sistem tenaga [9]. Dalam penelitian ini menggunakan sebuah DG, sebuah bank kapasitor, dan sebuah DG dan sssebuah bank kapasitor secara simultan untuk mengurangi kerugian daya sistem. Metode yang digunakan untuk menemukan lokasi DG dan bank kapasitor adalah *Loss Sensitivity Factor*.

3.3.1 *Loss Sensitivity Factor* [10]

Loss sensitivity factor (LSF) dihitung untuk menentukan lokasi penempatan DG maupun bank kapasitor. Perhitungan ini diestimasikan untuk membantu dalam mengurangi penggunaan operasi optimasi.

Gambar 3.2 merupakan saluran distribusi sederhana untuk menemukan perhitungan LSF.



Gambar 3.2 Saluran distribusi sederhana [10]

Gambar 3.2 menunjukkan saluran distribusi yang memiliki impedansi $R_{k,k+1} + jX_{k,k+1}$ dari bus k menuju ke bus $k+1$. Pada bus $k+1$ terdapat sebuah beban $P_{k+1} + jQ_{k+1}$. Rugi daya aktif pada saluran antara bus k dan $k+1$ dirumuskan sebagai berikut.

$$P_{Loss_k,k+1} = R_{k,k+1} * \left(\frac{P_{k+1}^2 + Q_{k+1}^2}{|V_{k+1}|^2} \right) \quad (3.45)$$

Persamaan 3.46 merupakan turunan persamaan 3.45 terhadap P_{k+1} , dan persamaan 3.47 jika diturunkan terhadap Q_{k+1} .

$$\frac{\partial P_{Loss_k,k+1}}{\partial P_{k+1}} = \frac{2 * P_{k+1} * R_{k,k+1}}{|V_{k+1}|^2}, \quad \text{untuk lokasi DG} \quad (3.46)$$

$$\frac{\partial P_{Loss_k,k+1}}{\partial Q_{k+1}} = \frac{2 * Q_{k+1} * R_{k,k+1}}{|V_{k+1}|^2}, \quad \text{untuk lokasi bank kapasitor} \quad (3.47)$$

LSF dihitung setelah *load flow* dan nilai LSF pada setiap saluran akan ditampilkan. Persamaan 3.46 untuk menemukan lokasi DG dan persamaan 3.47 untuk menemukan lokasi bank kapasitor. Saluran dengan nilai LSF terbesar merupakan lokasi untuk penempatan DG maupun kapasitor. DG dan bank kapasitor pada penelitian ini diinjeksikan secara manual pada setiap *case*. Kapasitas daya maksimal DG adalah tetap sebesar 50% dari total kapasitas penyulang pada bus yang telah ditentukan. Sedangkan kapasitas daya reaktif kapasitor yang diinjeksikan adalah tetap sebesar 100% dari total kapasitas penyulang pada bus yang telah ditentukan [2].

BAB IV SIMULASI DAN ANALISIS

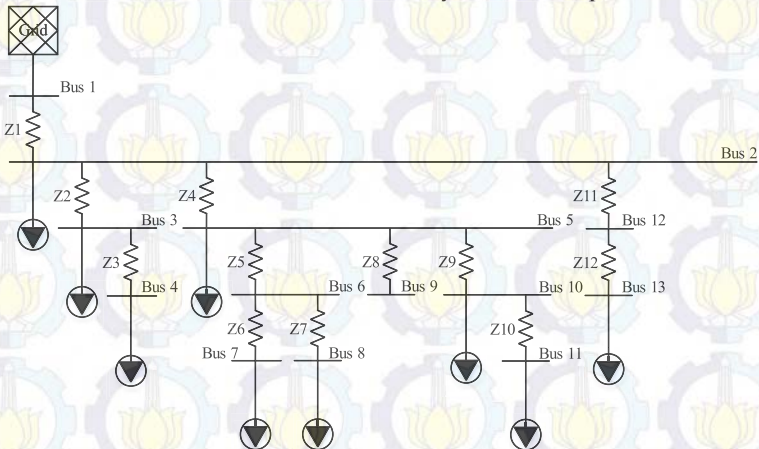
4.1 Simulasi Aliran Daya IEEE-13 Bus Modifikasi

Dengan mendapatkan perumusan analisis aliran daya, maka langkah selanjutnya adalah mempersiapkan data-data yang terdapat pada sistem distribusi. Sistem distribusi yang digunakan untuk simulasi adalah saluran distribusi IEEE 13 bus modifikasi. Data-data yang diperlukan adalah data beban tiap bus dan data saluran. Simulasi aliran daya menggunakan *software* Matlab. Hasil dari program Matlab adalah hasil analisis aliran daya pada tiap saluran, kerugian daya pada tiap saluran, dan perhitungan LSF tiap penyulang.

Untuk menguji aliran daya aktif 3 fasa metode NR modifikasi, maka terdapat beberapa *case* sebagai berikut.

- *Case 1* adalah aliran daya pasif
- *Case 2* adalah aliran daya aktif dengan menginjeksikan sebuah DG
- *Case 3* adalah aliran daya pasif dengan menginjeksikan sebuah bank kapasitor
- *Case 4* adalah aliran daya aktif dengan menginjeksikan sebuah DG dan bank kapasitor secara simultan

Berikut ini adalah hasil simulasi aliran daya untuk setiap *case* tersebut.



Gambar 4.1 SLD sistem distribusi IEEE 13 bus modifikasi

Standar IEEE memiliki banyak konfigurasi sistem, salah satunya adalah sistem distribusi. Pada penelitian ini digunakan sistem distribusi radial IEEE 13 bus modifikasi. Data-data seperti konfigurasi plan, data saluran, data beban, data transformator, dan data lain seperti konfigurasi saluran telah diunduh dari situs resmi IEEE secara legal.

Tabel 4.1 Data saluran IEEE 13 bus modifikasi

Dari Bus	Ke Bus	Impedansi Saluran	
		R	X
1	2	0,12947	0,39147
2	3	0,08375	0,08535
3	4	0,05025	0,05121
2	5	0,12947	0,39147
5	6	0,05025	0,05121
6	7	0,02517	0,02552
6	8	0,06780	0,02587
5	9	0,06473	0,19573
5	10	0,01	0,01
10	11	0,07530	0,04093
2	12	0,07082	0,11334
12	13	0,38072	0,69222

Tabel 4.2 Data beban IEEE 13 bus modifikasi

No. Bus	Beban	
	P (MW)	Q (MVar)
2	0,06667	0,03867
3	0,05667	0,04167
4	0,07667	0,044
5	0,385	0,22
7	0,05667	0,02667
8	0,04267	0,02867
10	0,05667	0,05033
11	0,281	0,154
13	0,133	0,097

IEEE-13 bus memiliki 13 buah penyulang dengan konfigurasi radial tanpa pemisahan jalur fasa. Impedansi saluran berupa satuan ohm ($R+jX$). Tegangan awal diasumsikan sebagai 1 pu dan sudut tegangan awal diasumsikan 0°. Beban diasumsikan sebagai beban dengan konstan MVA serta beban dalam satuan MW dan MVar. Pada Gambar 4.1 terlihat

bahwa sistem ini memiliki 9 buah beban, data beban tersaji pada Tabel 4.2. Sedangkan data impedansi saluran seperti pada Tabel 4.1.

4.2 Analisis Aliran Daya Pasif

Sub bab ini membahas tentang *base case* yaitu aliran daya pasif. Sebuah plan atau sistem kelistrikan akan disebut pasif saat tidak ada sumber energi listrik lain yang mensuplai kebutuhan daya. Atau juga dapat disebut bahwa hanya ada sebuah sumber energi listrik dari *grid*. Dengan menggunakan metode NR modifikasi didapatkan hasil aliran daya untuk sistem distribusi ini. Total iterasi yang diperlukan untuk mencapai konvergen sebanyak 3 kali dengan maksimal *current mismatch* sebesar $4,2902 \times 10^{-7}$. Tabel 4.3 menunjukkan magnitudo tegangan dan sudut tegangan setelah *load flow*. Karena simulasi aliran daya NR modifikasi tiga fasa dilakukan dengan pendekatan satu fasa, maka tabel hanya menunjukkan satu fasa, yang sudah mewakili dua fasa yang lain. Dari tabel pula didapatkan bahwa tegangan pada bus 1 (*slack bus*) tetap bernilai 1 pu dan sudut tegangan 0° . Bus 11 merupakan salah satu bus terjauh dari *grid*, hal ini membuat bus 11 memiliki tegangan yang paling rendah daripada bus lain dengan nilai tegangan sebesar 3,9689 KV dan sudut fasa bergeser sebesar $-2,1590^\circ$.

Tabel 4.3 Hasil tegangan *case 1* IEEE 13 bus modifikasi

No	Tegangan	
Bus	Magnitudo (KV)	Sudut ($^\circ$)
1	4,1600	0,0000
2	4,0518	-1,2304
3	4,0472	-1,2451
4	4,0457	-1,2511
5	3,9772	-2,1545
6	3,9753	-2,1628
7	3,9747	-2,1656
8	3,9743	-2,1598
9	3,9772	-2,1545
10	3,9759	-2,1593
11	3,9689	-2,1590
12	4,0467	-1,2592
13	4,0174	-1,4548

Tabel 4.4 menunjukkan hasil aliran daya dari *case 1*. Terlihat pada Tabel bahwa *grid* mensuplai daya aktif total sebesar 1179,155 KW dan daya reaktif total sebesar 769,909 KVAR. Dengan daya total tersebut, *grid* menyalurkan arus sebesar 655,11 A dari bus 1 ke seluruh sistem. Nilai aliran daya dari bus 5 ke bus 9 adalah nol, ini dikarenakan tidak ada beban pada bus 9.

Tabel 4.4 Hasil aliran daya *case 1* IEEE 13 bus modifikasi

Bus		Aliran Daya			Kerugian Sistem		
Dari	Ke	Arus (A)	P(KW)	Q(KVAR)	Vd(%)	P(KW)	Q(KVAR)
1	2	195,445	1179,155	769,909	2,601	14,837	44,862
2	3	22,613	133,357	85,691	0,110	0,128	0,131
3	4	12,615	76,667	44,000	0,036	0,024	0,024
2	5	138,267	822,648	480,085	1,792	7,426	22,453
5	6	16,517	99,351	55,344	0,047	0,041	0,042
6	7	9,097	56,667	26,667	0,013	0,006	0,006
6	8	7,467	42,667	28,667	0,022	0,011	0,004
5	9	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
5	10	57,394	338,157	204,600	0,033	0,099	0,099
10	11	46,612	281,000	154,000	0,166	0,491	0,267
2	12	23,668	133,973	97,830	0,122	0,119	0,190
12	13	23,668	133,333	96,667	0,705	0,640	1,163
Total					5,648	23,822	69,242

Setiap saluran yang menghubungkan bus satu dengan bus lain menghasilkan sebuah kerugian saluran. Kerugian saluran berupa drop tegangan dan rugi-rugi daya. Tabel 4.4 juga menunjukkan nilai kerugian sistem distribusi. Pada penelitian ini tidak akan membahas terlalu banyak pada drop tegangan, namun lebih membahas mengenai rugi-rugi daya pada saluran. Drop tegangan pada tabel untuk menunjukkan bahwa kerugian daya juga menyebabkan turunnya tegangan pada bus. Berdasarkan tabel, kerugian daya terbesar adalah pada saluran pertama yang menghubungkan bus 1 ke bus 2. Saluran ini menyebabkan kerugian daya aktif sebesar 14,837 KW dan kerugian daya reaktif sebesar 44,862 KVAR. Dengan analisis langsung dapat diartikan bahwa kerugian daya terbesar adalah pada saat awal percabangan terjadi. Ini dibuktikan dengan kerugian daya yang terdapat pada saluran yang menghubungkan bus 1 dan

bus 2. Bus 2 merupakan titik awal percabangan dari sistem. Saluran yang menghubungkan bus 5 ke bus 9 tidak memiliki kerugian daya dikarenakan tidak terdapat beban pada bus 9. Rugi daya aktif total adalah 23,822 KW dan rugi daya reaktif total adalah 69,242 KVAR.

4.3 Analisis Aliran Daya dengan Injeksi DG

Pada sub bab 4.2 telah dilakukan simulasi aliran daya NR modifikasi dimana hasil *output* simulasi didapatkan aliran daya pada sistem. Selain hasil aliran daya juga didapatkan solusi penempatan lokasi DG. Penempatan lokasi DG dilakukan dengan memasukkan perumusan LSF seperti yang telah dibahas pada bab sebelumnya. Tabel 4.5 menunjukkan LSF. Diketahui dari Tabel 4.5 bahwa nilai LSF terkecil adalah pada bus 9 (nilai LSF 0).

Tabel 4.5 LSF DG *case* 2 IEEE 13 bus modifikasi

Bus	LSF untuk DG
2	0,0183644
3	0,0013637
4	0,0004707
5	0,0134664
6	0,0006318
7	0,0001806
8	0,0003663
9	0,0000000
10	0,0004278
11	0,0026865
12	0,0011588
13	0,0062905

Bus 9 merupakan bus *dead-end* yang berarti bus ini tidak memiliki beban. Nilai LSF terkecil kedua adalah bus 7 dengan nilai LSF sebesar 0,0001806. Untuk nilai LSF terbesar adalah pada bus 2 dengan nilai total LSF sama dengan 0,1938567. Sesuai dengan perumusan LSF, bus yang memiliki nilai LSF terbesar merupakan lokasi untuk diinjeksikan DG. Sehingga penempatan lokasi adalah pada bus 2.

Dengan didapatkannya lokasi DG, selanjutnya adalah menentukan kapasitas DG. Menurut [2] bahwa kapasitas maksimal DG yang akan diinjeksikan adalah tetap, sebesar 50% dari total kapasitas yang dialirkan sistem setelah hasil *load flow*. Pada bus 2 mengalirkan daya aktif sebesar 1179,155 KW dan daya reaktif sebesar 769,909 KVAR. Sesuai dengan kebutuhan sistem, kapasitas DG yang diinjeksikan adalah 566 KW daya aktif dan 387 KVAR daya reaktif. DG dimodelkan sebagai PV bus dengan rating daya 2000 KW dan rating tegangan 4,16 KV. Kemudian dilakukan simulasi dan hasil simulasi ditunjukkan pada Tabel 4.6 dan Tabel 4.7.

Tabel 4.6 Hasil tegangan *case 2* IEEE 13 bus modifikasi

No Bus	Tegangan	
	Magnitude (KV)	Sudut (°)
1	4,1600	0,0000
2	4,1088	-0,6384
3	4,1043	-0,6527
4	4,1028	-0,6586
5	4,0353	-1,5366
6	4,0333	-1,5447
7	4,0328	-1,5474
8	4,0324	-1,5417
9	4,0353	-1,5366
10	4,0339	-1,5413
11	4,0271	-1,5409
12	4,1037	-0,6665
13	4,0748	-0,8566

Untuk mencapai konvergen dibutuhkan waktu 0,407214 detik, total iterasi sebanyak 3 kali dengan maksimal *current mismatch* sebesar $1,23636 \times 10^{-7}$. Terlihat pada Tabel 4.6 bahwa tegangan pada bus 1 (*slack bus*) tetap bernilai 1 pu dan sudut fasa 0° . Bus 11 merupakan salah satu bus terjauh dari *grid*, hal ini membuat bus 11 memiliki tegangan yang paling rendah daripada bus lain dengan tegangan sebesar 4,0271 KV.

Tabel 4.7 menunjukkan hasil aliran daya dari *case 2*. *Grid* mensuplai daya aktif total sebesar 601,678 KW dan daya reaktif total sebesar 348,283 KVAR. Dengan daya total tersebut, *grid* menyalurkan arus sebesar 601,678 A dari bus 1 menuju seluruh sistem. Terjadi

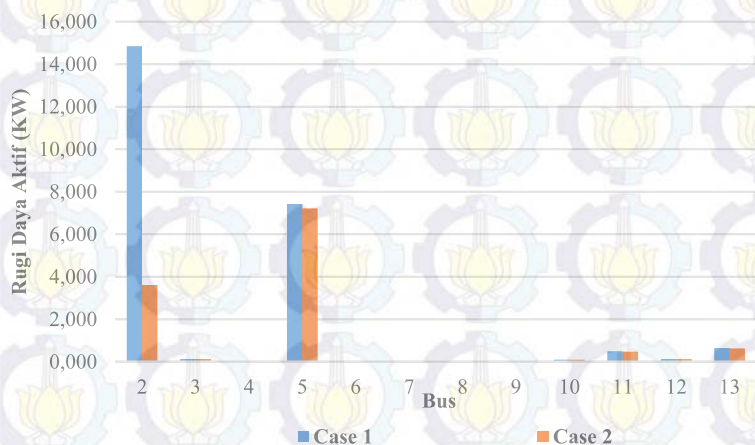
perubahan aliran daya setelah diinjeksikan DG. Aliran daya pada bus 2 mulanya adalah 1.179,155 KW dan 769,909 KVA_r, sekarang menjadi 601,678 KW dan 348,283 KVA_r. Terjadi penurunan aliran daya pada sistem dengan total mencapai setengah dari keadaan *case* 1. Aliran daya terbesar sekarang adalah pada bus 5 dengan total daya aktif sebesar 822,630 KW dan 480,073 KVA_r. Bus 5 nantinya dapat diajukan sebagai calon penempatan lokasi DG yang kedua jika dikehendaki ada dua buah DG yang akan dipasang pada sistem. Bus 9 tidak teralirkan daya, ini dikarenakan tidak ada beban pada bus tersebut, sehingga tidak ada arus yang mengalir pada bus ini.

Tabel 4.7 Hasil aliran daya *case* 2 IEEE 13 bus modifikasi

Bus		Aliran Daya			Kerugian Sistem		
Dari	Ke	Arus (A)	P(KW)	Q(KVA _r)	Vd(%)	P(KW)	Q(KVA _r)
1	2	96,486	601,678	348,283	1,232	3,616	10,933
2	3	22,298	133,357	85,690	0,108	0,125	0,127
3	4	12,439	76,667	44,000	0,036	0,023	0,024
2	5	136,274	822,630	480,073	1,766	7,213	21,810
5	6	16,279	99,350	55,344	0,047	0,040	0,041
6	7	8,966	56,667	26,667	0,013	0,006	0,006
6	8	7,360	42,667	28,667	0,022	0,011	0,004
5	9	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
5	10	56,565	338,143	204,592	0,032	0,096	0,096
10	11	45,939	281,000	154,000	0,164	0,477	0,259
2	12	23,334	133,955	97,797	0,121	0,116	0,185
12	13	23,334	133,333	96,667	0,695	0,622	1,131
Total					4,234	12,345	34,617

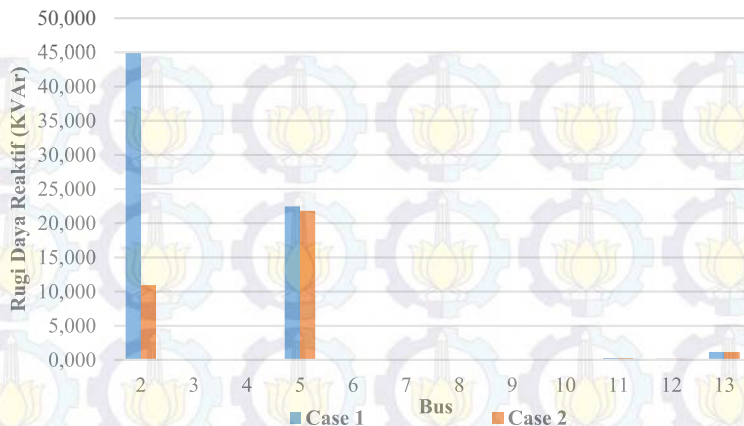
Kerugian saluran distribusi disajikan juga dalam Tabel 4.7. Pada penelitian ini tidak akan membahas terlalu banyak pada drop tegangan, namun lebih membahas mengenai rugi-rugi daya pada saluran. Drop tegangan pada tabel untuk menunjukkan bahwa kerugian daya saluran juga menyebabkan turunnya tegangan pada bus. Berdasarkan Tabel, rugi-rugi daya saluran pertama yang menghubungkan bus 1 ke bus 2 menurun dari keadaan *case* 1. Setelah terdapat injeksi DG, saluran ini menyebabkan kerugian daya aktif sebesar 3,616 KW dan kerugian daya reaktif sebesar 10,933 KVA_r. Injeksi DG juga mengakibatkan saluran ini

tidak lagi menjadi saluran dengan kerugian daya terbesar. Kerugian daya terbesar sekarang adalah pada saluran yang menghubungkan bus 2 ke bus 5. Saluran tersebut menyebabkan kerugian daya aktif sebesar 7,213 KW dan kerugian daya reaktif 21,810 KVAR. Dengan analisis langsung, dari keadaan dua saluran tersebut dapat diartikan bahwa kerugian daya terbesar sebelumnya (bus 2) telah diturunkan dengan adanya injeksi DG. Sedangkan bus 5 yang sebelumnya juga sebagai salah satu yang memiliki kerugian daya terbesar telah diakomodasi kerugian dayanya.



Gambar 4.2a Grafik kerugian daya aktif antara *case 1* dan *case 2*

Jika dijumlah, maka total rugi daya aktif adalah 12,345 KW. Dan total rugi daya reaktif adalah 34,617 KVAR. Pada sub bab sebelumnya didapatkan kerugian daya sebesar 23,822 KW dan 69,242 KVAR. Pada penelitian ini injeksi sebuah DG dapat menurunkan kerugian daya sebesar 11,477 KW dan 34,625 KVAR atau dalam persen maka penurunan sekitar 50,9%. Hal ini terbukti bahwa injeksi DG telah menurunkan kerugian daya pada tiap bus, yang juga mempengaruhi *load flow* pada keseluruhan sistem. Gambar 4.2 menunjukkan trend aktifitas perubahan kerugian daya saat *case 1* dan saat *case 2*. Gambar 4.2a menunjukkan aktifitas perubahan kerugian daya aktif, sedangkan Gambar 4.2b menunjukkan aktifitas perubahan kerugian daya reaktif.



Gambar 4.2b Grafik kerugian daya reaktif antara *case 1* dan *case 2*

4.4 Analisis Aliran Daya dengan Injeksi Bank Kapasitor

Pada sub bab 4.2 telah dilakukan simulasi aliran daya NR modifikasi dan didapatkan hasil *output* aliran daya pada sistem. Selain hasil aliran daya juga didapatkan solusi penempatan lokasi bank kapasitor. Tabel 4.8 menunjukkan LSF masing-masing bus. Berdasarkan Tabel ini, indeks LSF terkecil adalah pada bus 9 (indeks LSF sama dengan 0). Bus 9 merupakan bus *dead-end* yang berarti bus ini tidak memiliki beban. Indeks LSF terkecil kedua adalah bus 7 dengan indeks LSF sebesar 0,0000850. Indeks LSF terbesar adalah pada bus 2 dengan indeks LSF total sama dengan 0,0114359. Sesuai dengan perumusan LSF, bus yang memiliki indeks LSF terbesar merupakan lokasi untuk diinjeksikan sebuah bank kapasitor. Sehingga penempatan lokasi bank kapasitor adalah pada bus 2.

Tabel 4.8 LSF bank kapasitor *case 3* IEEE 13 bus modifikasi

Bus	LSF untuk Bank Kapasitor
2	0,0114359
3	0,0008763
4	0,0002702
5	0,0078588
6	0,0003520

Tabel 4.8 LSF bank kapasitor *case 3* IEEE 13 bus modifikasi (lanjutan)

Bus	LSF untuk Bank Kapasitor
7	0,0000850
8	0,0002461
9	0,0000000
10	0,0002589
11	0,0014723
12	0,0008462
13	0,0045606

Setelah mendapatkan lokasi bank kapasitor, langkah selanjutnya adalah menentukan kapasitas bank kapasitor. Menurut [2], kapasitas maksimal bank kapasitor yang akan diinjeksikan adalah tetap, sebesar 100% dari total kapasitas yang dialirkan sistem pada bus 2 setelah hasil *load flow*. Bus 2 mengalirkan total daya reaktif sebesar 769,909 KVar. Untuk menjaga persyaratan *power balance*, total daya reaktif bank kapasitor yang diinjeksikan adalah 700 KVar. Kemudian dilakukan simulasi dan hasil simulasi seperti pada Tabel 4.9 dan Tabel 4.10.

Tabel 4.9 Hasil tegangan *case 3* IEEE 13 bus modifikasi

No	Tegangan	
	Magnitude (KV)	Sudut (°)
1	4,1600	0,0000
2	4,1197	-1,5132
3	4,1152	-1,5274
4	4,1137	-1,5332
5	4,0464	-2,4064
6	4,0445	-2,4145
7	4,0439	-2,4172
8	4,0436	-2,4116
9	4,0464	-2,4064
10	4,0451	-2,4111
11	4,0383	-2,4108
12	4,1147	-1,5411
13	4,0858	-1,7302

Untuk mencapai konvergen dibutuhkan waktu 0,388787 detik, total iterasi sebanyak 3 kali dengan maksimal *current mismatch* sebesar $3,87266 \times 10^{-7}$. Terlihat pada Tabel 4.9 bahwa tegangan pada bus 1 (*slack bus*) tetap bernilai 1 pu tiap fasa dan sudut fasa 0° . Bus 11 merupakan salah satu bus terjauh dari *grid*, hal ini membuat bus 11 memiliki tegangan yang paling rendah daripada bus lain dengan tegangan sebesar 4,0383 KV.

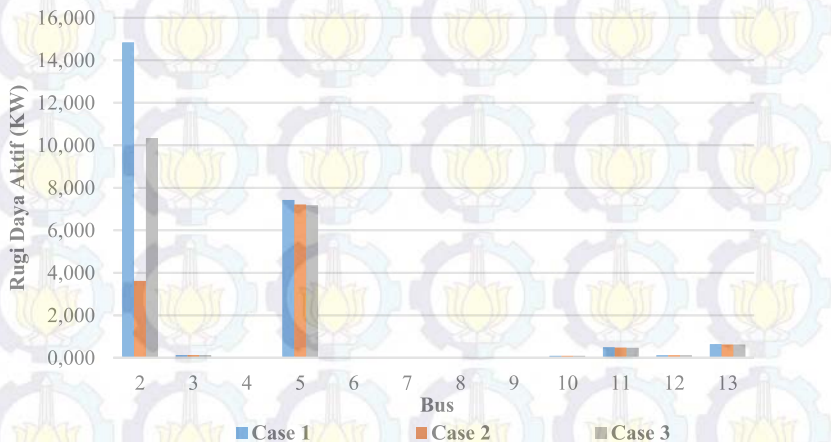
Tabel 4.10 menunjukkan hasil aliran daya dari *case 3*. Terlihat pada Tabel bahwa *grid* mensuplai daya aktif total sebesar 1174,355 KW dan daya reaktif total sebesar 55,487 KVAR. Dengan daya total tersebut, *grid* menyalurkan arus per fasa sebesar 163,166 A dari bus 1 menuju ke seluruh sistem. Terjadi perubahan aliran daya setelah diinjeksikan bank kapasitor. Aliran daya pada bus 2 mulanya adalah 1.179,155 KW dan 769,909 KVAR, sekarang menjadi 1174,355 KW dan 55,487 KVAR. Tidak terjadi penurunan daya aktif yang besar dari keadaan *case 1*. Namun terjadi penurunan aliran daya reaktif yang cukup besar dari keadaan *case 1*. Aliran daya terbesar sekarang masih tetap pada bus 2. Nilai daya reaktif pada bus tersebut bukan lagi yang terbesar dibandingkan bus lain pada sistem. Aliran daya reaktif terbesar adalah pada bus 5 sebesar 480,071 KVAR.

Tabel 4.10 Hasil aliran daya *case 3*

Bus		Aliran Daya			Kerugian Sistem		
Dari	Ke	Arus (A)	P(KW)	Q(KVAR)	Vd(%)	P(KW)	Q(KVAR)
1	2	163,166	1174,355	55,487	0,970	10,341	31,267
2	3	22,239	133,357	85,690	0,108	0,124	0,127
3	4	12,406	76,667	44,000	0,036	0,023	0,024
2	5	135,899	822,626	480,071	1,761	7,173	21,690
5	6	16,234	99,350	55,344	0,047	0,040	0,040
6	7	8,941	56,667	26,667	0,013	0,006	0,006
6	8	7,339	42,667	28,667	0,022	0,011	0,004
5	9	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
5	10	56,409	338,141	204,591	0,032	0,095	0,095
10	11	45,812	281,000	154,000	0,163	0,474	0,258
2	12	23,271	133,952	97,791	0,120	0,115	0,184
12	13	23,271	133,952	97,791	0,693	0,619	1,125
Total					3,964	19,021	54,820

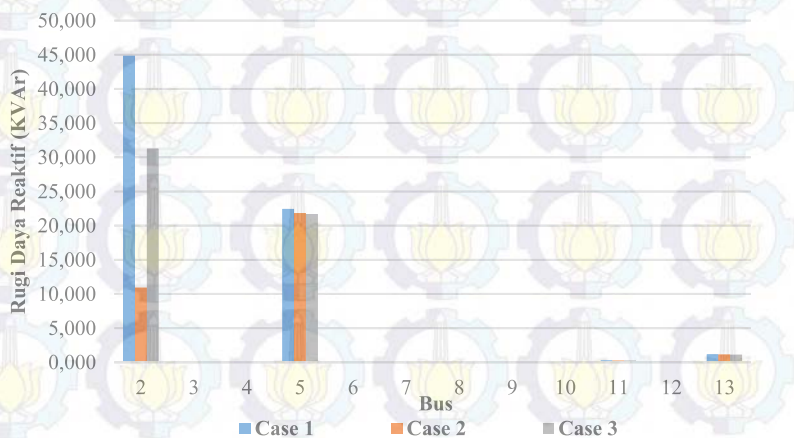
Bus 5 nantinya dapat diperhitungkan sebagai calon penempatan lokasi bank kapasitor yang kedua jika dikehendaki ada dua buah bank kapasitor yang akan dipasang pada sistem. Bus 9 tidak teralirkan daya, ini dikarenakan tidak ada beban pada bus tersebut, sehingga tidak ada arus yang mengalir pada bus ini.

Kerugian saluran distribusi disajikan pula dalam Tabel 4.10. Pada penelitian ini tidak akan membahas terlalu banyak pada drop tegangan, namun lebih membahas mengenai rugi-rugi daya pada saluran. *Drop* tegangan pada tabel untuk menunjukkan bahwa kerugian daya saluran juga menyebabkan turunnya tegangan pada bus. Berdasarkan Tabel, rugi-rugi daya saluran pertama yang menghubungkan bus 1 ke bus 2 menurun dari keadaan *case* 1. Saat terdapat injeksi bank kapasitor, saluran ini menyebabkan kerugian total daya aktif sebesar 3,616 KW dan kerugian daya reaktif sebesar 10,933 KVAR. Namun Injeksi bank kapasitor pada saluran ini tidak begitu banyak merubah aliran daya pada sistem jika dibandingkan saat *case* 2. Ini dikarenakan pada saat *case* 2, baik daya aktif maupun daya reaktif keduanya dikompensasi. Berbeda dengan *case* 3 yang hanya melakukan kompensasi pada daya reaktif. Sehingga saat dilakukan analisis pada tabel, nilai kerugian daya reaktif terbesar masih berada pada saluran pertama.



Gambar 4.3a Grafik kerugian daya aktif dari *case* 1 hingga *case* 3

Saat dijumlah, maka total rugi daya aktif adalah 19,021 KW. Dan total rugi daya reaktif adalah 54,280 KVA_r. Pada *case 1* didapatkan kerugian daya sebesar 23,822 KW dan 69,242 KVA_r. Pada *case 2* didapatkan kerugian daya sebesar 11,477 KW dan 34,625 KVA_r. Pada penelitian ini injeksi bank kapasitor dapat menurunkan kerugian daya sebesar 4,801 KW dan 14,422 KVA_r atau dalam persen maka penurunan sekitar 20,5%. Meskipun kerugian daya yang dikompensasi tidak lebih banyak dibandingkan saat *case 2*. Namun dari nilai tersebut cukup dapat membuktikan bahwa injeksi bank kapasitor telah menurunkan kerugian daya pada tiap bus, yang juga mempengaruhi *load flow* pada keseluruhan sistem. Gambar 4.3 menunjukkan aktifitas perubahan kerugian daya saat *case 1*, *case 2*, dan saat *case 3*. Gambar 4.3a menunjukkan aktifitas perubahan kerugian daya aktif, sedangkan Gambar 4.3b menunjukkan aktifitas perubahan kerugian daya reaktif.



Gambar 4.3b Grafik kerugian daya reaktif dari *case 1* hingga *case 3*

4.5 Analisis Aliran Daya dengan Injeksi DG dan Bank Kapasitor

Case 1 telah dilakukan simulasi aliran daya NR modifikasi dan didapatkan hasil *output* aliran daya pada sistem distribusi radial. Selain hasil aliran daya, juga didapatkan solusi penempatan lokasi DG dan bank kapasitor. Tabel 4.11 menunjukkan LSF pada masing-masing bus. Berdasarkan tabel ini, bus 9 memiliki nilai LSF untuk keduanya adalah nol. Hal ini dikarenakan bus 9 merupakan bus *dead-end* yang berarti bus

ini tidak memiliki beban. Pada bus 7 terlihat memiliki nilai LSF terkecil kedua setelah bus 9. Bus 7 memiliki nilai LSF DG sebesar 0,0001806 dan nilai LSF bank kapasitor sebesar 0,0000850. Terlihat pula dalam tabel, bus 2 memiliki nilai LSF DG dan LSF bank kapasitor terbesar dengan nilai LSF DG sama dengan 0,0183644 serta nilai LSF bank kapasitor sama dengan 0,0114359. Sesuai dengan perumusan diawal bahwa bus yang memiliki indeks LSF DG yang terbesar maka bus tersebut merupakan lokasi untuk diinjeksikan bank kapasitor. Begitu juga dengan LSF bank kapasitor, bus yang memiliki nilai LSF bank kapasitor terbesar merupakan lokasi untuk diinjeksikan DG. Sehingga penempatan lokasi untuk DG dan bank kapasitor adalah pada bus 2.

Tabel 4.11 LSF DG dan bank kapasitor *case 4* IEEE 13 bus modifikasi

Bus	LSF untuk DG	LSF untuk bank kapasitor
2	0,0183644	0,0114359
3	0,0013637	0,0008763
4	0,0004707	0,0002702
5	0,0134664	0,0078588
6	0,0006318	0,0003520
7	0,0001806	0,0000850
8	0,0003663	0,0002461
9	0,0000000	0,0000000
10	0,0004278	0,0002589
11	0,0026865	0,0014723
12	0,0011588	0,0008462
13	0,0062905	0,0045606

Setelah mendapatkan lokasi DG dan bank kapasitor, langkah selanjutnya yaitu menentukan kapasitas keduanya. Menurut [2], untuk injeksi DG dan bank kapasitor secara simultan, kapasitas maksimal DG yang diinjeksikan adalah tetap sebesar 50% dan kapasitas maksimal bank kapasitor juga sama tetap sebesar 100% dari total kapasitas yang dialirkan sistem setelah hasil *load flow*. Bus 2 mengalirkan daya aktif sebesar 1.179,155 KW dan daya reaktif sebesar 769,909 KVAR. Sesuai dengan kebutuhan sistem tersebut, kapasitas DG yang diinjeksikan adalah 566 KW untuk daya aktif dan 387 KVAR untuk daya reaktif. Sedangkan kapasitas bank kapasitor yang diinjeksikan adalah 340 KVAR. DG

dimodelkan sebagai PV bus dengan rating daya 2000 KW dan rating tegangan 4,16 KV. Kemudian dilakukan simulasi dengan hasil simulasi seperti pada Tabel 4.12 dan Tabel 4.13.

Tabel 4.12 Hasil tegangan *case 4* IEEE 13 bus modifikasi

No Bus	Tegangan	
	Magnitude (KV)	Sudut (°)
1	4,1600	0,0000
2	4,1042	-0,6187
3	4,0997	-0,6330
4	4,0982	-0,6389
5	4,0307	-1,5189
6	4,0287	-1,5270
7	4,0282	-1,5297
8	4,0278	-1,5240
9	4,0307	-1,5189
10	4,0293	-1,5236
11	4,0225	-1,5232
12	4,0992	-0,6468
13	4,0703	-0,8374

Untuk mencapai konvergen dibutuhkan waktu 0,418639 detik, total iterasi sebanyak 3 kali dengan maksimal *current mismatch* sebesar $1,13408 \times 10^{-7}$. Pada Tabel 4.12 didapatkan bahwa tegangan pada bus 1 (*slack bus*) tetap bernilai 1 pu dan sudut 0°. Bus 11 merupakan salah satu bus terjauh dari *grid*, hal ini membuat bus 11 memiliki tegangan yang paling rendah daripada bus lain dengan tegangan sebesar 4,0225 KV.

Tabel 4.13 menunjukkan hasil aliran daya dari *case 4*. Dapat dilihat bahwa *grid* mensuplai daya aktif sebesar 600,620 KW dan daya reaktif sebesar 5,128 KVAR. Dengan daya tersebut, *grid* menyalurkan arus sebesar 83,361 A dari bus 1 menuju seluruh sistem. Terjadi perubahan aliran daya setelah pengijeksian kedua elemen (DG dan bank kapasitor). Aliran daya pada bus 2 awalnya adalah 1.179,155 KW dan 769,909 KVAR, sekarang menjadi 600,62 KW dan 5,128 KVAR. Terjadi penurunan aliran daya yang cukup besar dari keadaan *case 1*. Baik daya aktif maupun daya reaktif terjadi penurunan aliran daya. Aliran daya terbesar sekarang adalah pada bus 5 dengan daya aktif sebesar 822,620

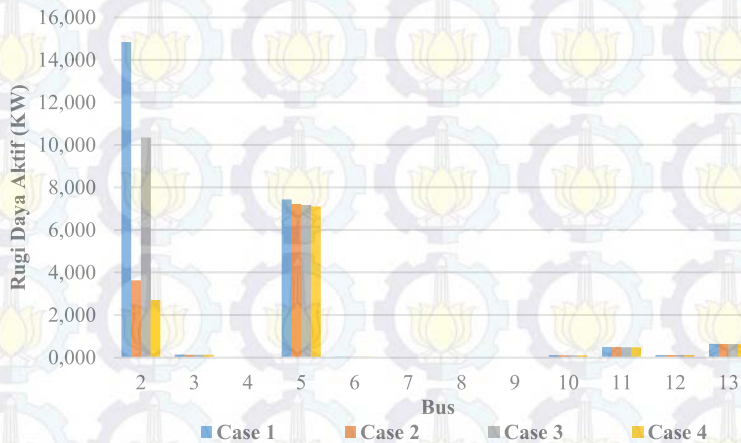
KW dan 480,066 KVA_r. Aliran daya reaktif terbesar adalah pada bus 5 sebesar 480,066. Bus 5 nantinya dapat diperhitungkan sebagai calon penempatan lokasi DG yang kedua jika dikehendaki ada dua buah DG yang akan dipasang pada sistem. Juga bila dikehendaki terdapat dua buah bank kapasitor, bus 5 merupakan calon penempatan lokasi bank kapasitor. Karena hasil LSF menunjukkan bahwa bus 5 memiliki nilai LSF terbesar. Bus 9 tidak teralirkan daya, ini dikarenakan tidak ada beban pada bus tersebut, sehingga tidak ada arus yang mengalir pada bus ini.

Tabel 4.13 Hasil aliran daya *case* 4 IEEE 13 bus modifikasi

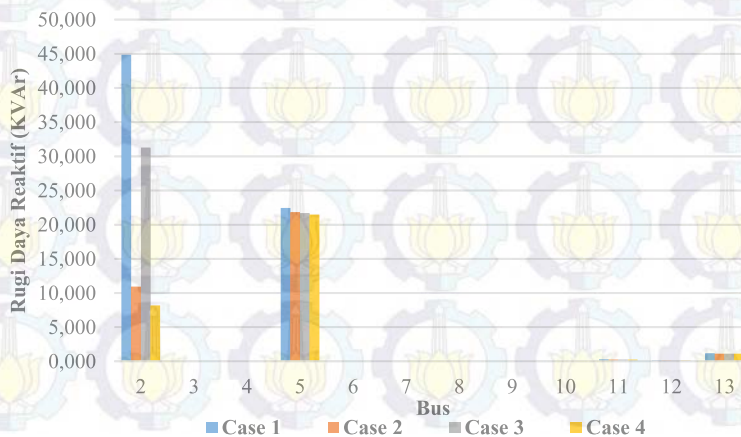
Bus		Aliran Daya			Kerugian Sistem		
Dari	Ke	Arus (A)	P(KW)	Q(KVA _r)	Vd(%)	P(KW)	Q(KVA _r)
1	2	83,361	600,620	5,128	0,452	2,699	8,161
2	3	22,123	133,356	85,690	0,107	0,123	0,125
3	4	12,341	76,667	44,000	0,035	0,023	0,023
2	5	135,165	822,620	480,066	1,752	7,096	21,456
5	6	16,147	99,350	55,344	0,046	0,039	0,040
6	7	8,893	56,667	26,667	0,012	0,006	0,006
6	8	7,300	42,667	28,667	0,021	0,011	0,004
5	9	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
5	10	56,104	338,136	204,588	0,032	0,094	0,094
10	11	45,564	281,000	154,000	0,163	0,469	0,255
2	12	23,148	133,945	97,779	0,120	0,114	0,182
12	13	23,148	133,333	96,667	0,689	0,612	1,113
Total					3,430	11,286	31,461

Kerugian saluran distribusi dengan injeksi DG dan bank kapasitor secara simultan disajikan juga dalam Tabel 4.13. Pada penelitian ini tidak akan membahas terlalu banyak pada drop tegangan, namun lebih membahas mengenai rugi-rugi daya pada saluran. Berdasarkan tabel tersebut, kerugian daya saluran pertama yang menghubungkan bus 1 ke bus 2 menurun drastis dari keadaan *case* 1. Setelah terdapat penginjeksian keduanya (DG dan bank kapasitor), saluran ini hanya menyebabkan kerugian total daya aktif sebesar 2,699 KW dan kerugian daya reaktif sebesar 8,161 KVA_r. Penginjeksian juga mengakibatkan saluran ini tidak lagi menjadi saluran dengan kerugian daya terbesar. Kerugian daya terbesar sekarang adalah pada saluran yang menghubungkan bus 2 ke bus

5. Saluran tersebut menyebabkan kerugian daya aktif sebesar 7,096 KW dan kerugian daya reaktif 21,456 KVAR. Dengan analisis langsung, dari keadaan dua saluran tersebut dapat diartikan bahwa kerugian daya terbesar sebelumnya (bus 2) telah diturunkan kerugiannya dengan adanya injeksi DG dan bank kapasitor secara simultan. Sedangkan bus 5 yang sebelumnya juga sebagai salah satu yang memiliki kerugian daya terbesar telah diakomodasi kerugian dayanya.



Gambar 4.4a Grafik kerugian daya aktif dari *case 1* hingga *case 4*



Gambar 4.4b Grafik kerugian daya reaktif dari *case 1* hingga *case 4*

Saat dijumlah, maka rugi daya aktif adalah 11,286 KW. Dan jumlah rugi daya reaktif adalah 31,461 KVAR. Pada *case 1* didapatkan kerugian daya sebesar 23,822 KW dan 69,242 KVAR. Penurunan kerugian daya cukup besar hingga 12,535 KW dan 37,781 KVAR atau dalam persen hingga lebih dari 50%. Injeksi DG dan bank kapasitor dapat menurunkan kerugian daya sebesar 156,3882 KW dan 467,9696 KVAR. Hal ini terbukti bahwa penginjeksian yang secara simultan telah menurunkan kerugian daya pada masing-masing bus, juga berpengaruh pada keseluruhan sistem. Metode penginjeksian DG dan bank kapasitor secara simultan pada penelitian ini dapat diaplikasikan pada sistem yang sebenarnya. Gambar 4.4 menunjukkan aktifitas perubahan kerugian daya saat *case 1*, *case 2*, *case 3*, dan *case 4*. Gambar 4.4a menunjukkan aktifitas perubahan kerugian daya aktif, sedangkan Gambar 4.4b menunjukkan aktifitas perubahan kerugian daya reaktif.

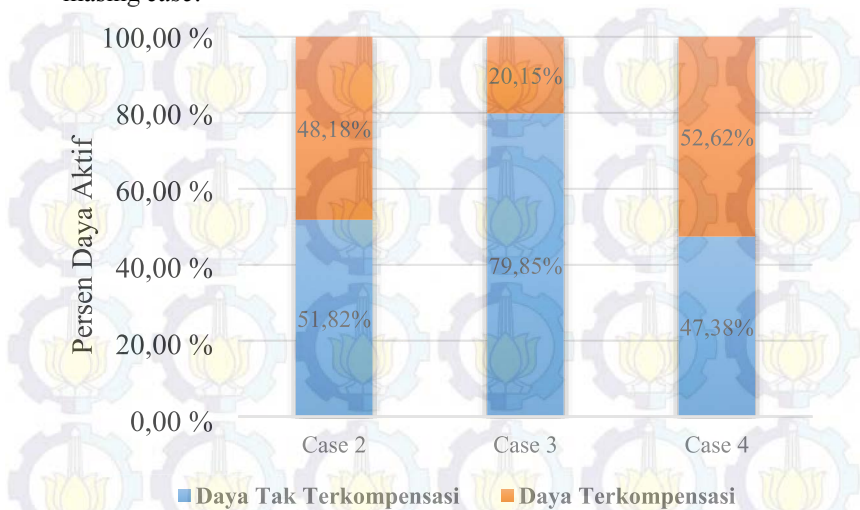
Dengan membagi total kerugian daya pada *case 2*, *case 3* dan *case 4* terhadap kerugian daya pada *case 1*, maka akan dapat dicari seberapa besar daya kompensasi yang telah didapat dengan adanya injeksi sebuah DG, sebuah bank kapasitor, ataupun injeksi sebuah DG dan sebuah bank kapasitor secara simultan. Tabel 4.14 menunjukkan kerugian persen daya yang terkompensasi dan persen daya yang tidak terkompensasi masing-masing *case*.

Tabel 4.14 Daya terkompensasi dan tidak terkompensasi setiap *case*

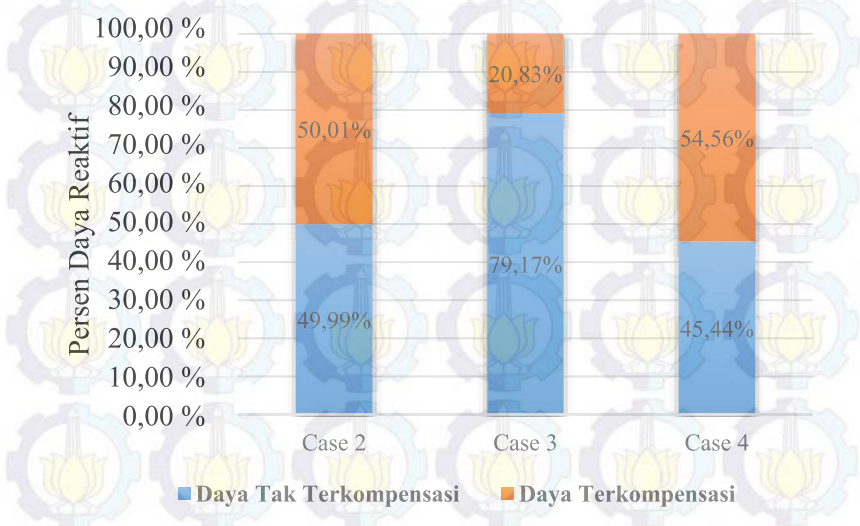
Jenis Daya	Persen Daya Setiap <i>Case</i>					
	Daya Aktif (P)			Daya Reaktif (Q)		
Jenis <i>Case</i>	<i>Case 2</i>	<i>Case 3</i>	<i>Case 4</i>	<i>Case 2</i>	<i>Case 3</i>	<i>Case 4</i>
Daya Tidak Terkompensasi	51,82%	79,85%	47,38%	49,99%	79,17%	45,44%
Daya Terkompensasi	48,18%	20,15%	52,62%	50,01%	20,83%	54,56%

Pada *case 1*, daya aktif yang terkompensasi sebesar 48,18 % dan daya reaktif yang terkompensasi sebesar 50,01 %. Daya aktif hanya terkompensasi sebesar 20,15 % dan sebesar 20,83 % daya reaktif saat dilakukan injeksi sebuah bank kapasitor. Saat diinjeksikan DG dan bank kapasitor secara simultan maka akan daya yang terkompensasi akan sangat besar, yakni 52,62 % daya aktif dan 54,65 % daya reaktif. Untuk lebih mudah dalam membaca Tabel 4.5, maka Gambar 4.5a dan 4.5b

berikut akan memvisualisasikan daya yang terkompensasi pada masing-masing *case*.



Gambar 4.5a Daya aktif yang terkompensasi setiap *case*



Gambar 4.5b Daya reaktif yang terkompensasi setiap *case*

4.6 Validasi Hasil Simulasi Kerugian Daya Matlab dengan Software ETAP

Electrical Transient and Analysis Program (ETAP) merupakan suatu perangkat lunak yang mendukung sistem tenaga listrik. Perangkat ini mampu bekerja dalam keadaan *offline* maupun *online* untuk simulasi tenaga listrik. ETAP dapat digunakan untuk membuat persoalan sistem tenaga listrik dalam bentuk SLD. Dengan SLD dapat dilakukan berbagai bentuk analisis dan salah satu yang paling penting adalah analisis aliran daya. Penelitian ini menggunakan *software* ETAP 12.6 yang telah memiliki fitur analisis aliran daya tiga fasa. Hasil dari *software* ETAP 12.6 digunakan untuk validasi terhadap hasil kerugian daya sistem yang telah diperoleh dari program yang dibuat dengan *software* Matlab. Karena pada penelitian ini mengunakan metode NR modifikasi, maka pada analisis aliran daya ETAP 12.6 juga dipilih metode NR modifikasi.

4.6.1 Case 1

Tabel 4.15 menunjukkan validasi dengan *software* ETAP untuk *case* 1 dengan sistem distribusi IEEE 13 bus modifikasi (*base condition*).

Tabel 4.15 Hasil validasi IEEE 13 bus modifikasi *case* 1

Bus No		Matlab		ETAP		% Error	
Dari	Ke	ΔP (KW)	ΔQ (KVAr)	ΔP (KW)	ΔQ (KVAr)	ΔP	ΔQ
1	2	14,837	44,862	14,885	45,007	0,32%	0,32%
2	3	0,128	0,131	0,130	0,132	0,94%	0,94%
3	4	0,024	0,024	0,024	0,025	0,66%	0,66%
2	5	7,426	22,453	7,443	22,504	0,23%	0,23%
5	6	0,041	0,042	0,042	0,043	1,59%	1,59%
6	7	0,006	0,006	0,006	0,006	1,40%	1,41%
6	8	0,011	0,004	0,012	0,004	1,79%	1,76%
5	9	0,000	0,000	0,000	0,000	0,00%	0,00%
5	10	0,099	0,099	0,099	0,099	0,07%	0,07%
10	11	0,491	0,267	0,491	0,267	0,01%	0,01%
2	12	0,119	0,190	0,119	0,190	0,08%	0,09%
12	13	0,640	1,163	0,639	1,162	0,08%	0,08%
Maksimum % error						1,79%	1,76%
Minimum % error						0,00%	0,00%

Tabel 4.15 menunjukkan bahwa hasil validasi pada *case 1* sistem distribusi IEEE 13 bus memiliki maksimum *error* 1,79 % untuk perhitungan rugi daya aktif dan 1,76 % untuk perhitungan rugi daya reaktif. Dengan nilai maksimum *error* tersebut menunjukkan bahwa metode yang digunakan pada sistem memiliki nilai yang hampir sama dengan hasil *software* ETAP. Sehingga metode aliran daya NR modifikasi pada penelitian ini sudah cocok diterapkan pada sistem distribusi radial.

4.6.2 Case 2

Tabel 4.16 menunjukkan validasi dengan *software* ETAP untuk *case 2* atau yang merupakan sistem distribusi IEEE 13 bus dengan injeksi DG sebesar 566 KW daya aktif dan 387 KVAR maksimal daya reaktif.

Tabel 4.16 Hasil validasi IEEE 13 bus modifikasi *case 2*

Bus No		Matlab		ETAP		% Error	
Dari	Ke	ΔP (KW)	ΔQ (KVAr)	ΔP (KW)	ΔQ (KVAr)	ΔP	ΔQ
1	2	3,616	10,933	3,639	11,003	0,63%	0,63%
2	3	0,125	0,127	0,126	0,129	0,94%	0,93%
3	4	0,023	0,024	0,023	0,024	0,66%	0,66%
2	5	7,213	21,810	7,230	21,860	0,23%	0,23%
5	6	0,040	0,041	0,041	0,041	1,59%	1,59%
6	7	0,006	0,006	0,006	0,006	1,40%	1,41%
6	8	0,011	0,004	0,011	0,004	1,79%	1,76%
5	9	0,000	0,000	0,000	0,000	0,00%	0,00%
5	10	0,096	0,096	0,096	0,096	0,07%	0,07%
10	11	0,477	0,259	0,477	0,259	0,01%	0,01%
2	12	0,116	0,185	0,116	0,185	0,08%	0,09%
12	13	0,622	1,131	0,621	1,130	0,08%	0,08%
Maksimum % error						1,79%	1,76%
Minimum % error						0,00%	0,00%

Tabel 4.16 menunjukkan bahwa hasil validasi pada *case 2* memiliki maksimum *error* 1,79 % untuk perhitungan rugi daya aktif dan 1,76% untuk perhitungan rugi daya reaktif. Dengan nilai maksimum *error* tersebut menunjukkan bahwa metode yang digunakan pada sistem memiliki nilai yang hampir sama dengan hasil *software* ETAP. Sehingga

aplikasi LSF sebagai penentuan lokasi DG pada metode aliran daya NR modifikasi di penelitian ini sudah cocok diterapkan untuk sistem distribusi radial.

4.6.3 Case 3

Tabel 4.17 menunjukkan validasi dengan *software* ETAP untuk *case 3* atau yang merupakan sistem distribusi IEEE 13 bus dengan injeksi bank kapasitor sebesar 700 KVA_r daya reaktif.

Tabel 4.17 Hasil validasi IEEE 13 bus modifikasi *case 3*

Bus No		Matlab		ETAP		% Error	
Dari	Ke	ΔP (KW)	ΔQ (KVA _r)	ΔP (KW)	ΔQ (KVA _r)	ΔP	ΔQ
1	2	10,341	31,267	10,386	31,403	0,44%	0,43%
2	3	0,124	0,127	0,126	0,128	1,00%	1,00%
3	4	0,023	0,024	0,023	0,024	0,73%	0,72%
2	5	7,173	21,690	7,195	21,754	0,30%	0,29%
5	6	0,040	0,040	0,040	0,041	1,66%	1,65%
6	7	0,006	0,006	0,006	0,006	1,47%	1,48%
6	8	0,011	0,004	0,011	0,004	1,85%	1,82%
5	9	0,000	0,000	0,000	0,000	0,00%	0,00%
5	10	0,095	0,095	0,096	0,096	0,14%	0,14%
10	11	0,474	0,258	0,474	0,258	0,08%	0,08%
2	12	0,115	0,184	0,115	0,184	0,02%	0,02%
12	13	0,619	1,125	0,618	1,124	0,01%	0,01%
Maksimum % error						1,85%	1,82%
Minimum % error						0,00%	0,00%

Tabel 4.17 menunjukkan bahwa hasil validasi pada *case 3* memiliki maksimum *error* 1,85 % untuk perhitungan rugi daya aktif dan 1,82 % untuk perhitungan rugi daya reaktif. Dengan nilai maksimum *error* tersebut menunjukkan bahwa metode yang digunakan pada sistem memiliki nilai yang hampir sama dengan hasil *software* ETAP. Sehingga aplikasi LSF sebagai penentuan lokasi bank kapasitor pada metode aliran daya NR modifikasi di penelitian ini sudah cocok diterapkan untuk sistem distribusi radial.

4.6.4 Case 4

Tabel 4.18 menunjukkan validasi dengan *software* ETAP untuk *case 4* atau yang merupakan sistem distribusi IEEE 13 bus dengan injeksi DG sebesar 566 KW daya aktif dan 340 KVAR maksimal daya reaktif, serta injeksi bank kapasitor sebesar 340 KVAR daya reaktif secara simultan.

Tabel 4.18 Hasil validasi IEEE 13 bus modifikasi *case 4*

Bus No		Matlab		ETAP		% Error	
Dari	Ke	ΔP (KW)	ΔQ (KVAR)	ΔP (KW)	ΔQ (KVAR)	ΔP	ΔQ
1	2	2,699	8,161	2,715	8,209	0,58%	0,58%
2	3	0,123	0,125	0,124	0,127	0,95%	0,95%
3	4	0,023	0,023	0,023	0,024	0,68%	0,67%
2	5	7,096	21,456	7,113	21,509	0,24%	0,24%
5	6	0,039	0,040	0,040	0,041	1,60%	1,60%
6	7	0,006	0,006	0,006	0,006	1,41%	1,43%
6	8	0,011	0,004	0,011	0,004	1,80%	1,77%
5	9	0,000	0,000	0,000	0,000	0,00%	0,00%
5	10	0,094	0,094	0,095	0,095	0,08%	0,08%
10	11	0,469	0,255	0,469	0,255	0,03%	0,02%
2	12	0,114	0,182	0,114	0,182	0,07%	0,07%
12	13	0,612	1,113	0,612	1,112	0,06%	0,06%
Maksimum % error						1,80%	1,77%
Minimum % error						0,00%	0,00%

Tabel 4.18 menunjukkan bahwa hasil validasi pada *case 4* memiliki maksimum *error* 1,80 % untuk perhitungan rugi daya aktif dan 1,77 % untuk perhitungan rugi daya reaktif. Dengan nilai maksimum *error* tersebut menunjukkan bahwa metode yang digunakan pada sistem memiliki nilai yang hampir sama dengan hasil *software* ETAP. Sehingga aplikasi LSF sebagai penentuan lokasi DG dan bank kapasitor pada metode aliran daya NR modifikasi di penelitian ini sudah cocok diterapkan untuk sistem distribusi radial.



DAFTAR PUSTAKA

- [1] Priambodo, Pungki, *“Analisis Aliran Daya Tiga Fasa Tidak Seimbang Menggunakan Metode K-Matrik dan ZBR Pada Sistem Distribusi 20 kV Kota Surabaya”*, Tugas Akhir Teknik Elektro, Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Surabaya, 2013
- [2] Gopiya Naik S., Khatod D.K., Sharma M.P., *“Optimal Allocation of Combined DG and Capacitor for Real Power Loss Minimization in Distribution Networks”*, Int. J. Electrical Power and Energy System Vol. 53 pp. 967-973, 2013
- [3] Prasetyo, Yuli, *“Pemodelan Transformator Tiga Fasa Untuk Analisis Aliran Daya Tak Seimbang Pada Sistem Distribusi 20 kV Kota Surabaya”*, Tugas Akhir Teknik Elektro, Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya, 2014
- [4] Thongkrajay U., Poolsawat N., Ratniyomchai T., Kulworawanichpong T., *“Alternative Newton-Raphson Power Flow Calculation in Unbalanced Three-phase Power Distribution Systems”*, Proc. Intl. Conf. on Application of Electrical Engineering, March 12-14, 2006
- [5] Moghaddas-Tafreshi S.M., Mashhour Elahe, *“Distributed Generation Modelling for Power Flow Studies and a Three-Phase Unbalanced Power Flow Solution for Radial Distribution Systems Considering Distributed Generation”*, Int. J. Electrical Power System Research, Vol. 79 pp. 680-686, 2009
- [6] Penangsang, Ontoseno, *“Capacitor Bank Untuk Koreksi Faktor Daya”*, Diktat kuliah ITS, ITS Press, Surabaya, 2014
- [7] Saadat, Hadi. *“Power System Analysis (Second Edition)”*, McGraw-Hill Education (Asia). Singapore, 2004
- [8] Kulworawanichpong, Thanatchai, *“Simplified Newton-Raphson Power Flow Solution”*, Int. J. Electrical Power and Energy System Vol. 32 pp. 551-558, 2010
- [9] Imran A.M., Kowsalya M., *“Optimal Distributed Generation and Capacitor Placement in Power Distribution Networks for Power Loss Minimization”*, Int. Conf. on Advances in Electrical Engineering (ICAEE), Jan 9-11, 2014
- [10] Paul Sushanta, Jewell Ward, *“Optimal Capacitor Placement and Sizes for Power Loss Reduction Using Combined Power Loss Index-Loss Sensitivity Factor and Genetic Algorithm”*, Power and Energy Society General Meeting, Publication Year: 2012, pp. 1-8



BAB V

PENUTUP

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan hasil simulasi dan analisis yang didapatkan pada penelitian ini, dapat diambil beberapa kesimpulan sebagai berikut:

- Pengembangan simulasi metode *Newton Raphson* yang diusulkan dapat diterapkan pada sistem distribusi radial aktif tiga fasa.
- Pengembangan simulasi metode *Newton Raphson* yang diusulkan memiliki konvergensi yang cepat. Untuk sistem distribusi IEEE 13 bus hanya membutuhkan 4 kali iterasi.
- Metode LSF dapat digunakan untuk menentukan lokasi DG ataupun bank kapasitor. Total kerugian daya menurun hingga 50,01% dengan injeksi DG. Saat injeksi bank kapasitor, total kerugian daya menurun hingga 20,83%. Sedangkan dengan injeksi DG dan bank kapasitor secara simultan, total kerugian daya menurun hingga 54,56%.
- Hasil validasi pengembangan simulasi metode *Newton Raphson* yang diusulkan dengan hasil analisis aliran daya menggunakan *software* ETAP memiliki *error* paling kecil 0 % dan *error* paling besar 1,85 %.

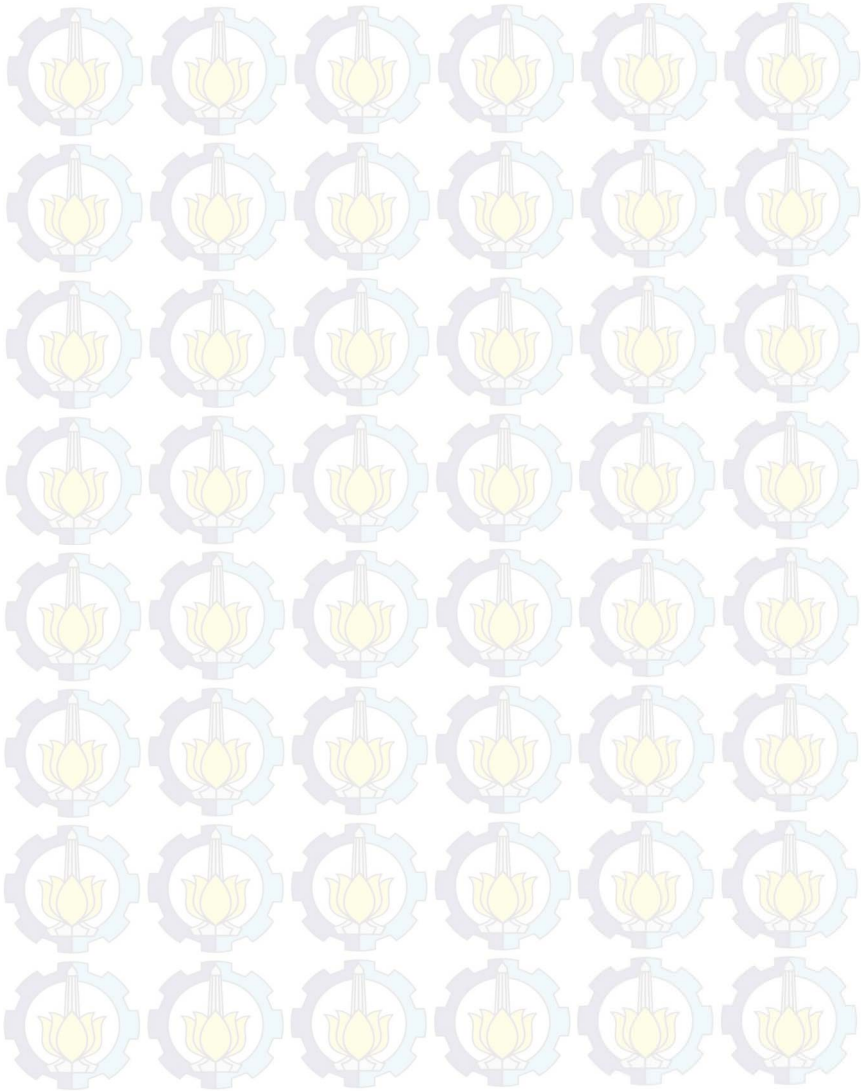
5.2 Saran

Saran yang dapat diberikan untuk perbaikan dan pengembangan simulasi ini adalah sebagai berikut :

- Hasil simulasi metode *Newton Raphson* modifikasi pada sistem distribusi aktif tiga fasa dapat dikembangkan sebagai referensi pemodelan sistem distribusi tiga fasa dengan mempertimbangkan komponen sekuensial.
- Penurunan kerugian daya pada penelitian ini hanya untuk menentukan lokasi DG dan bank kapasitor yang optimal. Untuk penelitian selanjutnya dapat dikembangkan metode yang sama dengan modifikasi program untuk mendapatkan kapasitas yang optimal dari DG dan bank kapasitor.



LAMPIRAN



DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1	Diagram Alir Metodologi Tugas Akhir	3
Gambar 2.1	Bentuk Gelombang Sinusoidal Listrik Tiga Fasa	5
Gambar 2.2	Sistem Tiga Fasa Hubungan Y	6
Gambar 2.3	Sistem Tiga Fasa Hubungan Δ	6
Gambar 2.4	Sistem Kelistrikan	7
Gambar 2.5	Sistem Radial Tipe Pohon	9
Gambar 2.6	Sistem Radial dengan <i>Tie</i> Dan <i>Switch</i>	10
Gambar 2.7	Sistem Radial dengan Pusat Beban	10
Gambar 2.8	Sistem Radial dengan Pembagian <i>Phase Area</i>	11
Gambar 2.9	Berbagai Macam Penempatan Bank Kapasitor	14
Gambar 3.1	<i>Flowchart</i> Solusi Aliran Daya NR Modifikasi	24
Gambar 3.2	Saluran Distribusi Sederhana	26
Gambar 4.1	SLD Sistem Distribusi IEEE 13 Bus Modifikasi	27
Gambar 4.2a	Grafik Kerugian Daya Aktif antara <i>Case</i> 1 Dan <i>Case</i> 2	34
Gambar 4.2b	Grafik Kerugian Daya Reaktif antara <i>Case</i> 1 Dan <i>Case</i> 2	35
Gambar 4.3a	Grafik Kerugian Daya Aktif dari <i>Case</i> 1 Hingga <i>Case</i> 3	38
Gambar 4.3b	Grafik Kerugian Daya Reaktif dari <i>Case</i> 1 Hingga <i>Case</i> 3	39
Gambar 4.4a	Grafik Kerugian Daya Aktif dari <i>Case</i> 1 Hingga <i>Case</i> 4	43
Gambar 4.4b	Grafik Kerugian Daya Reaktif dari <i>Case</i> 1 Hingga <i>Case</i> 4	43
Gambar 4.5a	Daya Aktif yang Terkompensasi Setiap <i>Case</i>	45
Gambar 4.5a	Daya Reaktif yang Terkompensasi Setiap <i>Case</i>	45

